THE ADDITION OF COAL AND BIOMASS TO HYDROGEN PATHWAYS TO GHGENIUS

Prepared For:

Natural Resources Canada
Office of Energy Efficiency
580 Booth Street
Ottawa, Ontario
K1A 0E4

Prepared By

(S&T)^2 Consultants Inc.
11657 Summit Crescent
Delta, BC
Canada, V4E 2Z2

Date: August 25, 2003

106-04825/

EXECUTIVE SUMMARY

The GHGenius model has been developed for Natural Resources Canada over the past four years. It is based on the 1998 version of Dr. Mark Delucchi's Lifecycle Emissions Model (LEM). GHGenius is capable of analyzing the emissions of many contaminants associated with the production and use of traditional and alternative transportation fuels.

The model is capable of analyzing the emissions from conventional and alternative fuelled internal combustion engines for light duty vehicles, for class 8 heavy-duty trucks, for urban buses and for a combination of buses and trucks, and for light duty battery powered electric vehicles. There are currently 79 vehicle and fuel combinations possible with the model.

The hydrogen pathways currently in the model include light duty internal combustion vehicles:

- Hydrogen from electrolysis or reforming natural gas (compressed or liquefied),
- Hythane (a mixture of natural gas and hydrogen),

For light duty fuel cell vehicles the hydrogen pathways that the model is capable of analyzing include:

- Hydrogen from electrolysis (compressed or liquefied),
- Hydrogen from reforming natural gas, methanol, any ethanol, liquid petroleum gases, gasoline, or FT Distillate,
- Hydrogen from nuclear thermo cracking of water,

For heavy duty internal combustion vehicles the fuels that can be analyzed include:

- Hydrogen from electrolysis (compressed or liquefied),
- Hydrogen from reforming natural gas,
- Hythane, (a mixture of natural gas and hydrogen from reforming natural gas).

For heavy duty fuel cell applications the fuels that are included in the model are:

- Hydrogen from electrolysis (compressed or liquefied),
- Hydrogen from reforming natural gas, methanol, any ethanol, liquid petroleum gases, gasoline, FTD,
- Hydrogen from nuclear thermo cracking of water.

The goal of this work was to add two new hydrogen pathways, coal to hydrogen and biomass to hydrogen. The new pathways are fully integrated into GHGenius, for each fuel cycle the fuel will be used for both light duty and heavy duty applications fuel cell applications so the full cycle results for sheets AC, AD, Cost LDV, Cost HDV, Summary LDV, and Summary HDV will include both light duty and heavy duty results. Sheets K and I have also been modified to include the new fuel cycles. All of the existing functionality of the model has been retained.

Both of these new pathways are likely to involve large individual plants. The hydrogen will be transported from these plants to the locations where it will be dispensed. Previous versions of GHGenius handled the transportation of hydrogen (either compressed or liquid) as if it were a liquid fuel with only 20% more energy being used. This has been changed in this new version of GHGenius. There are different and specific energy consumed factors for compressed and liquid hydrogen. The user now has much greater flexibility to model the way that hydrogen is distributed. Combinations of transportation

modes such as pipeline and truck can now be specified. On site production can also be modelled.

GHGenius contains a number of pathways for the production of hydrogen. These include electrolysis, steam methane reforming, reforming of liquid fuels such as methanol, ethanol, LPG, gasoline and FT distillates. The concept of the conversion of coal to hydrogen is similar to these other pathways. The coal is first gasified to produce hydrogen, carbon monoxide and carbon dioxide, the carbon monoxide is shifted to produce more hydrogen and carbon dioxide and then there is a purification step to concentrate the hydrogen.

The full lifecycle GHG emissions for hydrogen produced from coal in Central Canada are shown in the following table. The hydrogen is used in a light duty fuel cell vehicle. For comparison the emissions from gasoline used in internal combustion engine vehicles and hydrogen produced from SMR are shown. If the hydrogen were used in a heavy-duty fuel cell vehicle the GHG emissions would be about the same as the diesel engine vehicle. The difference is a result of the higher efficiency of the diesel engine versus the gasoline engine. Carbon sequestration, which may be technically feasible with this technology is not included here.

Table ES-1 Full Lifecycle GHG Emission Results, Coal to Hydrogen LDVs, 2003

	Gasoline	Hydrogen	Hydrogen
Fuel specification	113ppm S	CH_2	CH_2
Feedstock	Crude oil	NG100	Coal
	Grams/mile	Grams/mile	Grams/mile
Vehicle operation	339.8	0.0	0.0
Fuel dispensing	0.5	8.9	8.9
Fuel storage and distribution	6.3	24.1	24.1
Fuel production	63.2	189.1	391.6
Feedstock transport	0.9	8.2	9.6
Feedstock and fertilizer production	49.7	13.8	3.6
CH_4 and CO_2 leaks and flares	14.2	15.6	9.0
Emissions displaced by co-products	0.0	0.0	-14.3
Sub total (fuelcycle)	**474.6**	**259.7**	**432.5**
% Changes (fuelcycle)	2.9	-43.7	-6.3
Vehicle assembly and transport	8.1	8.9	8.9
Materials in vehicles (incl. storage) and lube oil production/use	74.0	80.7	80.7
Grand total	**556.8**	**349.3**	**522.1**
% Changes to RFG (grand total)	-0.0	-37.3	-6.2

The production of hydrogen from biomass follows the same general process as that of coal to hydrogen. The biomass is first gasified, the gas is treated to increase the hydrogen content and then the hydrogen is purified. The syngas produced from biomass gasification can contain a number of contaminants including particulates, tars, sulphur and chlorine compounds. The syngas may also contain significant quantities of methane, which must be reformed to more syngas, depending on the composition of the feedstock and the type of gasifier used.

The full lifecycle GHG emissions for hydrogen produced from biomass (short rotation forestry) in Central Canada are shown in the following table. The hydrogen is used in a fuel

cell vehicle. For comparison the emissions from gasoline used in internal combustion engine vehicles and hydrogen produced from SMR are shown. Net GHG emissions from the fuel cycle are almost completely eliminated under this scenario.

Table ES-2 Full Lifecycle GHG Emission Results, Biomass to Hydrogen LDVs, 2003

	Gasoline	Hydrogen	Hydrogen
Fuel specification	113ppm S	CH_2	CH_2
Feedstock	Crude oil	NG100	Short Rotation Forests
	Grams/mile	Grams/mile	Grams/mile
Vehicle operation	339.8	0.0	0.03
Fuel dispensing	0.5	8.9	8.9
Fuel storage and distribution	6.3	24.1	24.1
Fuel production	63.2	189.1	5.7
Feedstock transport	0.9	8.2	1.8
Feedstock and fertilizer production	49.7	13.8	-33.6
CH_4 and CO_2 leaks and flares	14.2	15.6	0.0
Emissions displaced by co-products	0.0	0.0	0.0
Sub total (fuelcycle)	**474.6**	**259.7**	**6.8**
% Changes (fuelcycle)	2.9	-43.7	-98.5
Vehicle assembly and transport	8.1	9.0	8.9
Materials in vehicles (incl. storage) and lube oil production/use	74.0	80.7	80.7
Grand total	**556.8**	**349.3**	**96.4**
% Changes to RFG (grand total)	-0.0	-37.3	-82.7

TABLE OF CONTENTS

EXECUTIVE SUMMARY I

1. INTRODUCTION 1

2. HYDROGEN DISTRIBUTION AND TRANSPORTATION 4

2.1 PIPELINES 4
2.2 LIQUID HYDROGEN 4
2.3 COMPRESSED HYDROGEN 5

3. COAL PRODUCTION 7

3.1 ENERGY FOR MINING 7
3.2 METHANE EMISSIONS 8
3.3 TRANSPORTATION EMISSIONS 10

4. COAL TO HYDROGEN 11

4.1 PRODUCTION TECHNOLOGY 11
4.2 UPSTREAM EMISSIONS 13
4.3 LIFECYCLE EMISSIONS 13

5. BIOMASS PRODUCTION 16

5.1 SHORT ROTATION FORESTRY 16
5.1.1 Yield 16
5.1.2 Fertilizer Requirements 18
5.1.3 Cultivation, Harvesting and Transportation Energy 19
5.1.4 Emissions Due to Land Use 19
5.2 WASTE WOOD 20
5.2.1 Methodology 20
5.2.2 Transportation 20

6. BIOMASS TO HYDROGEN 21

6.1 PRODUCTION TECHNOLOGY 22
6.2 UPSTREAM EMISSIONS 23
6.3 LIFECYCLE EMISSIONS 24

7. REFERENCES 27

Table of Tables

TABLE ES-1 FULL LIFECYCLE GHG EMISSION RESULTS, COAL TO HYDROGEN LDVS, 2003 II

TABLE ES-2 FULL LIFECYCLE GHG EMISSION RESULTS, BIOMASS TO HYDROGEN LDVS, 2003 III

TABLE 2-1 HYDROGEN DENSITY 4

TABLE 3-1 CANADIAN COAL MINES 7

TABLE 3-2 GHG ESTIMATES FOR CANADIAN COAL MINING 8

TABLE 3-3 METHANE EMISSION RATES 10

TABLE 4-1 COAL TO HYDROGEN SYSTEMS 12

TABLE 4-2 OTHER EMISSIONS FACTORS, COAL TO HYDROGEN SYSTEMS 12

TABLE 4-3 UPSTREAM GHG EMISSIONS FROM COAL TO HYDROGEN-2003 13

TABLE 4-4 FULL LIFECYCLE GHG EMISSION RESULTS, COAL TO HYDROGEN LDVS 2003 14

TABLE 4-5 FULL LIFECYCLE GHG EMISSION RESULTS, COAL TO HYDROGEN HDVS 2003 15

TABLE 5-1 SHORT ROTATION FORESTRY YIELD DATA 17

TABLE 5-2 NEW DEFAULT INFORMATION ON WOOD YIELDS 17

TABLE 5-3 FERTILIZER REQUIREMENTS FOR WOOD IN GHGENIUS 18

TABLE 5-4 FERTILIZER REQUIREMENTS FOR WOOD IN BIOCOST 18

TABLE 5-5 COMPARISON OF HERBICIDE REQUIREMENTS 19

TABLE 5-6 COMPARISON OF ENERGY REQUIREMENTS 19

TABLE 5-7 TRANSPORTATION ASSUMPTIONS 19

TABLE 6-1 MASS AND ENERGY INPUTS FOR HYDROGEN FROM BIOMASS 23

TABLE 6-2 EMISSION FACTORS BIOMASS GASIFICATION 23

TABLE 6-3 UPSTREAM GHG EMISSIONS FROM BIOMASS TO HYDROGEN, 2003 24

TABLE 6-4 UPSTREAM GHG EMISSIONS FROM WASTE BIOMASS TO HYDROGEN, 2003 24

TABLE 6-5 FULL LIFECYCLE GHG EMISSION RESULTS, BIOMASS TO HYDROGEN LDVS, 2003 25

TABLE 6-6 FULL LIFECYCLE GHG EMISSION RESULTS, BIOMASS TO HYDROGEN HDVS, 2003 26

Table of Figures

FIGURE 3-1 ENERGY CONTENT CANADIAN COAL 7

FIGURE 4-1 COAL TO HYDROGEN BLOCK FLOW DIAGRAM 11

FIGURE 6-1 BIOMASS TO HYDROGEN 22

1. INTRODUCTION

The GHGenius model has been developed for Natural Resources Canada over the past four years. It is based on the 1998 version of Dr. Mark Delucchi's Lifecycle Emissions Model (LEM). GHGenius is capable of analyzing the emissions of many contaminants associated with the production and use of traditional and alternative transportation fuels.

GHGenius is capable of estimating life cycle emissions of the primary greenhouse gases and the criteria pollutants from combustion sources. The specific gases that are included in the model include:

- Carbon dioxide (CO_2),
- Methane (CH_4),
- Nitrous oxide (N_2O),
- Chlorofluorocarbons (CFC-12),
- Hydro fluorocarbons (HFC-134a),
- The CO_2-equivalent of all of the pollutants above.
- Carbon monoxide (CO),
- Nitrogen oxides (NOx),
- Non-methane organic compounds (NMOCs), weighted by their ozone forming potential,
- Sulfur dioxide (SO_2),
- Total particulate matter.

The model is capable of analyzing the emissions from conventional and alternative fuelled internal combustion engines for light duty vehicles, for class 8 heavy-duty trucks, for urban buses and for a combination of buses and trucks, and for light duty battery powered electric vehicles. There are currently 79 vehicle and fuel combinations possible with the model.

The hydrogen pathways currently in the model include light duty internal combustion vehicles:

- Hydrogen from electrolysis or reforming natural gas,
- Hydrogen from electrolysis or reforming natural gas (compressed or liquefied).

For light duty fuel cell vehicles the hydrogen pathways that the model is capable of analyzing include:

- Hydrogen from electrolysis (compressed or liquefied),
- Hydrogen from reforming natural gas, methanol, any ethanol, liquid petroleum gases, gasoline, or FT Distillate,
- Hydrogen from nuclear thermo cracking of water,

For heavy duty internal combustion vehicles the fuels that can be analyzed include:

- Hydrogen from electrolysis (compressed or liquefied),
- Hydrogen from reforming natural gas,
- Hythane, (a mixture of natural gas and hydrogen from reforming natural gas).

For heavy duty fuel cell applications the fuels that are included in the model are:

- Hydrogen from electrolysis (compressed or liquefied),
- Hydrogen from reforming natural gas, methanol, any ethanol, liquid petroleum gases, gasoline, FTD,
- Hydrogen from nuclear thermo cracking of water.

GHGenius can predict emissions for past, present and future years through to 2050 using historical data or correlations for changes in energy and process parameters with time that are stored in the model. The fuel cycle segments considered in the model are as follows:

- Vehicle Operation
  Emissions associated with the use of the fuel in the vehicle. Includes all greenhouse gases.
- Fuel Dispensing at the Retail Level
  Emissions associated with the transfer of the fuel at a service station from storage into the vehicles. Includes electricity for pumping, fugitive emissions and spills.
- Fuel Storage and Distribution at all Stages
  Emissions associated with storage and handling of fuel products at terminals, bulk plants and service stations. Includes storage emissions, electricity for pumping, space heating and lighting.
- Fuel Production (as in production from raw materials)
  Direct and indirect emissions associated with conversion of the feedstock into a saleable fuel product. Includes process emissions, combustion emissions for process heat/steam, electricity generation, fugitive emissions and emissions from the life cycle of chemicals used for fuel production cycles.
- Feedstock Transport
  Direct and indirect emissions from transport of feedstock, including pumping, compression, leaks, fugitive emissions, and transportation from point of origin to the fuel refining plant. Import/export, transport distances and the modes of transport are considered.
- Feedstock Production and Recovery
  Direct and indirect emissions from recovery and processing of the raw feedstock, including fugitive emissions from storage, handling, upstream processing prior to transmission, and mining.
- Fertilizer Manufacture
  Direct and indirect life cycle emissions from fertilizers, and pesticides used for feedstock production, including raw material recovery, transport and manufacturing of chemicals. This is not included if there is no fertilizer associated with the fuel pathway.
- Land use changes and cultivation associated with biomass derived fuels
  Emissions associated with the change in the land use in cultivation of crops, including N_2O from application of fertilizer, changes in soil carbon and biomass, methane emissions from soil and energy used for land cultivation.
- Carbon in Fuel from Air
  Carbon dioxide emissions credit arising from use of a renewable carbon source that obtains carbon from the air.
- Leaks and flaring of greenhouse gases associated with production of oil and gas
  Fugitive hydrocarbon emissions and flaring emissions associated with oil and gas production.
- Emissions displaced by co-products of alternative fuels
  Emissions displaced by co-products of various pathways. System expansion is used to determine displacement ratios for co-products from biomass pathways.
- Vehicle assembly and transport

Emissions associated with the manufacture and transport of the vehicle to the point of sale, amortized over the life of the vehicle.

- Materials used in the vehicles

  Emissions from the manufacture of the materials used to manufacture the vehicle, amortized over the life of the vehicle. Includes lube oil production and losses from air conditioning systems.

GHGenius uses mostly US units of measurements. The results in this report are presented in the units that they are produced in by the model. Model inputs specified in the report are given in the units that the model requires. Where possible some input data is also presented in metric units.

The goal of this work is to add two new hydrogen pathways, coal to hydrogen and biomass to hydrogen. The new pathways are fully integrated into GHGenius, for each fuel cycle the fuel will be used for both light duty and heavy duty applications fuel cell applications so the full cycle results for sheets AC, AD, Cost LDV, Cost HDV, Summary LDV, and Summary HDV will include both light duty and heavy duty results. Sheets K and I will also be modified to include the new fuel cycles. All of the existing functionality of the model will be retained.

Both of these new pathways are likely to involve large individual plants. The hydrogen will be transported from these plants to the locations where it will be dispensed. Previous versions of GHGenius handled the transportation of hydrogen (either compressed or liquid) as if it were a liquid fuel with only 20% more energy being used. This has been changed in this new version of GHGenius. There are different and specific energy consumed factors for compressed and liquid hydrogen. The user now has much greater flexibility to model the way that hydrogen is distributed. Combinations of transportation modes such as pipeline and truck can now be specified. On site production can also be modelled.

The version of GHGenius that has been developed along with this report is version 2.3.

2. HYDROGEN DISTRIBUTION AND TRANSPORTATION

The low density of hydrogen makes the transportation of hydrogen a challenge. Today hydrogen is moved by pipeline in a few locations around the world. It is also liquefied to increase the density to make the truck transportation more realistic and feasible for longer distances. There is also work underway to increase the pressure that hydrogen can be stored and transported at to improve the feasibility of that supply option. The volumetric density of hydrogen in various forms is summarized and compared to gasoline in the following table.

Table 2-1 Hydrogen Density

	Compressed Hydrogen, 5,000 psi	Compressed Hydrogen, 10,000 psi	Liquid Hydrogen	Gasoline
Weight of 1 M^3	23 kg	40 kg	71 kg	730 kg
Energy of 1 M^3, million BTU	3.09	5.37	9.53	32.12
Energy of 1 M^3, GJ	2.92	5.07	9.00	30.35

2.1 PIPELINES

Hydrogen can be moved by pipeline where there are sufficient volumes to do so economically. The previous version of GHGenius was able to move hydrogen by pipeline and the energy required was a function of the distance involved. This version of GHGenius has the added flexibility of allowing hydrogen to move by pipeline and by other modes either in parallel or in series. The user can now choose the pipeline distance and the fraction moved by pipeline on the Input Sheet. Other modes of transportation can also be chosen simultaneously. The situation where hydrogen is pipelined from the production facility to a terminal and then distributed from the terminal to a service station can now be modelled. This data is now chosen by the user on the Input Sheet in rows 79 to 89 and columns Q and R.

2.2 LIQUID HYDROGEN

GHGenius has always been able to model the liquefaction and truck transport of liquid hydrogen. In previous versions of GHGenius, it had been assumed that the energy required for the transportation of liquid hydrogen was 20% higher than that for light petroleum products. This factor of 20% extra energy was applied to all modes of transportation and was derived from LEM. This factor was an assumption assigned by Delucchi. There is some data available on the transportation of liquid hydrogen that allows this factor to be estimated with higher precision.

Linde (1997) state that they have liquid hydrogen transportation containers available with volumetric capacities of 15,000, 41,000 and 53,000 litres. The largest container has a capacity similar to that of gasoline transportation trucks in Canada and the middle size is similar to gasoline trucks in the US. The weight of hydrogen transported, the payload, in each of these containers is only 1,000, 2,900 and 3,750 kg respectively. The payload of gasoline transported in a similar size of truck is an order of magnitude higher. The fuel that is consumed in delivering the fuel payload to the customer moves the weight of the truck both ways and the payload one way. If the weight of the truck and trailer is 40,000 kg then the liquid hydrogen payload contributes to only about 4.5% of the total fuel consumed

(3,750/2*40,000 + 3,750) whereas the gasoline payload contributes to about 30% of the fuel consumed (37,500/37,500+2*40000). The energy consumption for hydrogen is therefore 666% of that of gasoline on a BTU/Tonne-mile basis.

Amos (1998) details the costs of storing and transporting hydrogen. In his transportation cost assumptions, he assumed that 4,082 kg of liquid hydrogen could be delivered by a truck and that the truck averaged 6 miles per gallon (39.4 l/100 km) for the round trip. This is equivalent to 9,280 BTU/Ton-mile based on the one-way distance that GHGenius uses. This is 475% of the value that is used for the transport of light petroleum products or 375% extra energy.

The value for the extra energy that has been used for version 2.3 of GHGenius is 400% based on these two examples. The energy required for transportation slowly decreases over time but at the same rate as it does for other fuels. The total energy required is therefore five times that for light petroleum products. It is assumed that not all liquid hydrogen trucks will be as large as Amos has assumed and that his estimate represents a best case scenario rather than an average scenario. This same value will be used for rail and shipment movements of liquid hydrogen. This probably overestimates the energy required for these modes but very little liquid hydrogen is moved by rail or barge today and these are not likely to significant transportation modes in the near future.

There is full flexibility in the model for mixed mode transport. The default values for liquid hydrogen are that 5% of the hydrogen is transported by rail 400 miles and then 100% of the hydrogen is transported by truck a further 100 miles. With this scenario 5% of the transportation energy is consumed in the rail stage and 95% in the truck transport. If onsite generation is to be modelled then the transportation distances should be set to zero on the Input Sheet rather than using the flag that was in the previous version of GHGenius.

2.3 Compressed Hydrogen

Compressed hydrogen faces similar but even larger challenges than liquid hydrogen due to its even lower density. Linde have steel tanker trucks for compressed hydrogen that are capable of a theoretical capacity of 300 kg and composite fibre wrapped flasks that can theoretically move 500 kg. Linde note that the effective capacity is less due to the pressure equalization of the customer tanks.

Amos assumed that 181 kg (400 pounds) could be transported by truck. Eliasson et al (2002) note that compressed hydrogen trucks in Europe can transport about 320 kg of hydrogen at 3000 psi (20 MPa) and that about 80% of that can be delivered to the customer. With technical developments they estimate that it should be possible to deliver 400 kg to a customer.

The energy requirements for truck transportation calculated by Amos are 22.6 times higher than that for liquid hydrogen or 210,400 BTU/Ton-mile. This is 108 times higher than the energy required for light petroleum products. Eliasson calculate that the energy requirement for compressed hydrogen is 48 times that of light petroleum products. The two values are actually quite close when the different quantities of hydrogen that each move are considered.

It is assumed that if hydrogen as a vehicle fuel is adopted and compressed hydrogen is moved by truck that there will be developments of the tanks so that 400 kg can be transported at a time. The value for extra energy that has been used for the model is therefore set at 50 times that of petroleum products. This value is extremely sensitive to the weight of hydrogen that can be transported.

There is full flexibility in the model for mixed mode transport. The default values for compressed hydrogen are that 100% of the hydrogen is transported by pipeline 300 miles (480 km) and then 100% of the hydrogen is transported by truck a further 100 miles (160 km). With this scenario 30% of the transportation energy is consumed in the pipeline stage and 70% in the truck transport. Onsite generation is now modelled by setting the transportation distances to zero on the Input Sheet.

3. COAL PRODUCTION

The data that is in GHGenius for emissions from coal production are based on data from the 1992 US Census. The model is structured such that emissions from coal production in other countries is calculated relative to US emissions. The relative emission factor for Canada has been set to 1.0 in previous versions of the model. Part of this work is to review data on the emissions from coal production in Canada and to update the model.

Canada has coal reserves of over eight billion tonnes. Canada produces about 70 million tonnes per year of coal, 40% of that is metallurgical coal, which is mostly exported. The other 60% of coal production is thermal coal which is mostly consumed domestically and it is augmented by about 24 million tonnes of coal imports.

There are twenty coalmines in Canada and their locations are summarized in the following table (Coal Association of Canada).

Table 3-1 Canadian Coal Mines

Province	Surface	Underground	Total
British Columbia	7	1	8
Alberta	8	--	8
Saskatchewan	3	--	3
New Brunswick	1	--	1
Total	19	1	20

The energy content of Canadian coal varies with the deposit. The typical energy contents are shown in the following table (NRCan, 1997). In GHGenius the coal used for fuel production has an energy content of 10,061 BTU/lb (23.5 GJ/tonne). While the current average for domestic use is lower than this it is likely that less lignite would be used for fuel production compared to electricity production so no change has been made to this value for Canada.

Figure 3-1 Energy Content Canadian Coal

Coal Type	Energy Content	Energy Content
Anthracite	27.70 GJ/tonne	11,870 BTU/lb.
Bituminous	27.70 GJ/tonne	11,870 BTU/lb.
Sub-bituminous	18.80 GJ/tonne	8,057 BTU/lb.
Lignite	14.40 GJ/tonne	6,170 BTU/lb.
Average Domestic use	22.20 GJ/tonne	9,515 BTU/lb.

There are three primary sources of emissions during the coal production process, the mining of the coal itself, methane emissions from the coal during the mining and transportation steps and the movement of the coal from the mine to the hydrogen production plant. These are discussed in the following sections.

3.1 ENERGY FOR MINING

Two of Canada's coal mining companies have filed reports with The Voluntary Challenge and Registry Inc., Fording Coal Limited (1999) report and Luscar Ltd (2002 Action Plan). Luscar accounts for about 50% of Canadian coal production and Fording for almost 30%. Both companies report their GHG emissions in terms of CO_2 equivalents per tonne of coal and Fording also provided their energy consumption per tonne of coal.

The energy for mining in the US is estimated based on 1992 Census data and is 140,600 BTU/Ton of coal for 1992 and there are small increases of about 0.15% per year programmed into the model. The energy estimates from the Fording VCR report are 495,000 BTU/Ton. This is 3.5 times the US average value. The Fording energy consumption values do not equate with their reported emission factors unfortunately. If this quantity of energy was used GHGenius would calculate higher GHG emissions than Fording report. One possible explanation is that some of the electricity used by Fording may be in BC where it would be produced from hydro.

The US energy consumption in the model produces GHG emissions of 14,640 gms CO_2 eq/Ton of coal when the model is set for Canada. In the following table, this is compared to the published GHG emission rates for Luscar, Fording, and a weighted average estimate for Canada. The weighted estimate is based on the coal production of Luscar and Fording and extrapolating that to the whole Canadian industry. The value of 1.71 has been used in GHGenius for the relative energy consumption between Canadian coalmines and US mines. This is probably a function of the different ratio of open pit mines to underground mines between Canada and the US.

Table 3-2 GHG Estimates for Canadian Coal Mining

	Gms CO_2 eq/Ton	Relative to US
GHGenius for US energy consumption and Canadian electricity mix	14,620	1.0
Luscar VCR data	18,800	1.28
Fording VCR data	35,545	2.43
Weighted Average for Canada	25,075	1.71

3.2 Methane Emissions

There are emissions of methane associated with the production and transportation of coal. In GHGenius there are separate emission factors for underground and above ground mines and then factors which account for the rate of capture and utilization of the methane. The US data in GHGenius is based on information developed by the US Energy Information Administration. The model uses the same emission factors for all regions of the world.

The issue of methane emissions from coal mining and handling is discussed in the "Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories: Reference Manual" (1996). An excerpt from that report is presented below.

> *The process of coal formation, commonly called coalification, inherently generates methane and other by-products. The formation of coal is a complex physio-chemical process occurring over millions of years. The degree of coalification (defined by the rank of the coal) determines the quantity of methane generated and, once generated, the amount of methane stored in the coal is controlled by the pressure and temperature of the coal seam and by other, less well-defined characteristics of the coal. The methane will remain stored in the coal until the pressure on the coal is reduced, which can occur through the erosion of overlying strata or the process of coal mining.*
>
> *The amount of CH_4 generated during coal mining is primarily a function of coal rank and depth, gas content, and mining methods, as well as other factors such as moisture. Coal rank represents the differences in the stages of coal formation and depends on the pressure and temperature history of the coal seam; high coal ranks,*

such as bituminous coal, contain more CH_4 than low coal ranks, such as lignite. Depth is important because it affects the pressure and temperature of the coal seam, which in turn determines how much CH_4 is generated during coal formation. If two coal seams have the same rank, the deeper seam will hold larger amounts of CH_4 because the pressure is greater at lower depths, all other things being equal. As a result, the methane emission factors for surface-mined coal are assumed to be lower than for underground mining.

In most underground mines, methane is removed by ventilating large quantities of air through the mine and exhausting this air (typically containing a concentration of 1 per cent methane or less) into the atmosphere. In some mines, however, more advanced methane recovery systems may be used to supplement the ventilation systems and ensure mine safety. These recovery systems typically produce a higher concentration product, ranging from 35 to 95 per cent methane. In some countries, some of this recovered methane is used as an energy source, while other countries vent it to the atmosphere. Recent technological innovations are increasing the amount of medium- or high-quality methane that can be recovered during coal mining and the options available to use it. Thus, methane emissions could be reduced from this source in the future.

In surface mines, exposed coal faces and surfaces, as well as areas of coal rubble created by blasting operations, are believed to be the major sources of methane. As in underground mines, however, emissions may come from the overburden (in limited cases where these strata contain gas), which is broken up during the mining process, and underlying strata, which may be fractured and destressed due to removal of the overburden. Because surface-mined coals are generally lower rank and less deeply buried, they do not tend to contain as much methane as underground-mined coals. Thus, emissions per tonne of coal mined are generally much lower for surface mines. Research is underway in the United States and elsewhere to increase the understanding of CH_4 emissions from surface mines (Kirchgessner et al., 1993; USGS, 1993).

A portion of the CH_4 emitted from coal mining comes from post-mining activities such as coal processing, transportation, and use. Coal processing involves the breaking, crushing, and thermal drying of coal, making it acceptable for sale. Methane is released mainly because the increased surface area allows more CH_4 to desorb from the coal. Transportation of the coal contributes to CH_4 emissions, because CH_4 desorbs directly from the coal to the atmosphere while in transit (e.g., in railroad cars).

Some methane is also released from coal waste piles and abandoned mines. Coal waste piles are comprised of rock and small amounts of coal that are produced during mining along with marketable coal. There are currently no emission measurements for this source. Emissions are believed to be low, however, because much of the methane would likely be emitted in the mine and the waste rock would have a low gas content compared to the coal being mined. Emissions from abandoned mines may come from unsealed shafts and from vents installed to prevent the build-up of methane in mines. There is very little information on the number of abandoned mines, and no data are currently available on emissions from these mines. Most available evidence indicates that methane flow rates decay rapidly once deep mine coal production ceases (Williams and Mitchell, 1992; Creedy, 1991).

Neither of the two Canadian companies report coal methane emissions in their VCR reports. These emissions are estimated by Environment Canada (Environment Canada, 2002) as

part of the national emission inventory. Environment Canada estimate net emissions of methane, that is after any of the gas is collected and utilized or flared. The Environment Canada value is built from the mine up and is based on estimates of the methane content of the coal from different regions of Canada. The average methane emission rate determined from the Environment Canada data is 580 grams per tonne (527 grams/Ton) of coal. In the emission inventory there is evidence that the emission rate from underground mines in BC is 15.75 times higher than the rate from the average surface mine. This is consistent with the data in the model from the EIA. In Canada there is one operating underground mine and 19 surface mines, assuming that the one mine also contributes 5% of the production then it is possible to solve for the average emission rate for underground mines and surface mines. The results and comparison to the original data in the model are shown in the following table.

Table 3-3 Methane Emission Rates

Mine Type	Original Model Value	Revised Values
	SCF/ton coal	SCF/ton coal
Underground mines	510	270
Surface mines	40	17

The values for Canada are lower than those originally in the model. The surface values should be lower since the Canadian value is after any mitigation effort whereas the US value is before an allowance is made for collection and utilization or flaring. There is little opportunity for mitigation at surface mines so the lower value can only be explained by a lower methane content of the Canadian coal.

The IPCC has some default values for making global estimates of methane emissions where more detailed country or mine specific data is not available. For underground mines, the range for the emission factors is 320 to 800 SCF/Ton and for surface mines, the range for the emission factors is 9.5 to 64 SCF/Ton. The values calculated from the Environment Canada emissions are low or at the low end of the range compared to these global estimates.

While GHG emissions from Canadian coalmines are higher than US mines for the actual mining process, the emissions of fugitive methane are lower than they are for US mines as a result of Canada's higher proportion of surface mines and the lower rank of the coal.

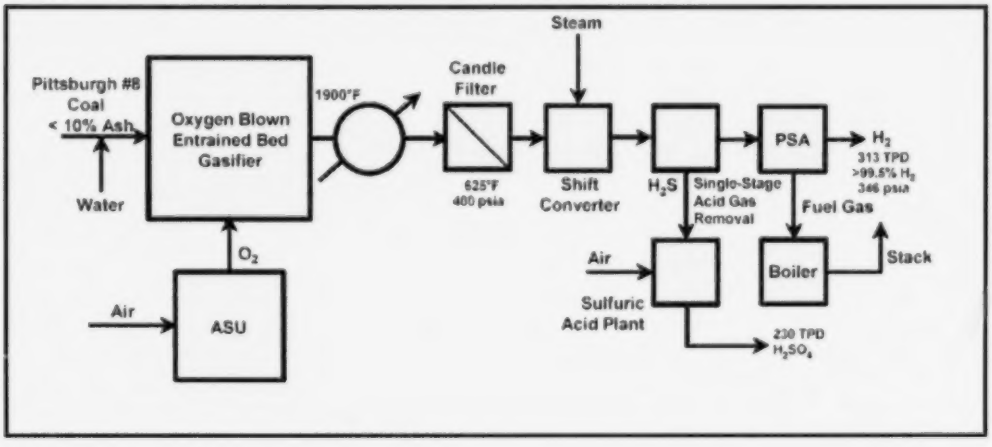
3.3 Transportation Emissions

For the production of most alternative fuels, the production facility is usually located close to the source of feedstock. In the case of hydrogen this may not be the ideal situation given the difficulties of transporting large amounts of hydrogen long distances. The base case in the model has been set so that the coal is transported by rail from western Canada to various locations in the country. The average distance is assumed to 1700 miles. There is no additional transportation by truck. This data can be changed on the Input Sheet in Column E, rows 65 to 75.

4. Coal to Hydrogen

GHGenius contains a number of pathways for the production of hydrogen. These include electrolysis, steam methane reforming, reforming of liquid fuels such as methanol, ethanol, LPG, gasoline and FT distillates. The concept of the conversion of coal to hydrogen is similar to these other pathways. The coal is first gasified to produce hydrogen, carbon monoxide and carbon dioxide, the carbon monoxide is shifted to produce more hydrogen and carbon dioxide and then there is a purification step to concentrate the hydrogen. The typical flow process is shown in the following figure (US DOE, 2002).

Figure 4-1 Coal to Hydrogen Block Flow Diagram



4.1 Production Technology

There are several different production concepts that are being sold or developed. There are different manufacturers of the gasifiers themselves including Texaco, E-Gas and Shell. There are also different concepts being developed for the gas clean-up stages, including some that are very energy efficient.

Two hydrogen production concepts were found in the literature that use existing commercial technology and have fully developed mass balances. The first system uses a Texaco quench gasifier, conventional cold cleaning, water gas shift, and pressure swing adsorption with no carbon dioxide sequestration. This system was reviewed for the US DOE as the baseline for the study of advanced membrane technologies (Mitretek, 2002). The second system was described by Parsons for the US DOE (US DOE, 2002), it uses an E-Gas gasifier and conventional gas clean-up trains. The characteristics of each system are summarized in the following table.

Table 4-1 Coal to Hydrogen Systems

	Texaco Gasifier	E-Gas Gasifier
Coal Consumed	3000 T/D	2500 T/D
Coal Quality	12,450 BTU/lb.	12,450 BTU/lb.
Hydrogen Produced	131 MMSCFD	112 MMSCFD
Excess Power Produced	20.4 MW	38 MW
Coal Consumed per million BTU Hydrogen	135.5 lb.	132 lb.
Excess Electricity produced per million BTU Hydrogen	11 kWh	24 kWh
Cold Gas Efficiency	59.3%	59.9%
Overall Efficiency	63.0 %	64.4%

The Texaco gasifier has more installations around the world so that is the system that is modeled here. One adjustment that must be made is to adjust the coal quality to that in the model. The coal in the model has an energy content of 10,061 BTU/lb so the coal feed rate has been increased from 135.5 pounds to 167.7 pounds per million BTU of hydrogen to maintain the same energy efficiency as in the above table.

There was already a coal to methanol process in GHGenius. The emission factors on Sheet N for the coal to hydrogen process have been set the same as the methanol process. These were originally derived from EPA AP-42 and other sources. The emission factors are summarized and compared to those of a SMR unit in the following table. Many of the emissions are much higher with the coal system. These estimates may be based on old plant data when coal gasification systems were used to produce "town Gas" or "manufactured gas" prior to the widespread adoption of natural gas. New plants would have to meet existing emission control requirements and may have lower emissions of the criteria air contaminants closer to the emissions of the natural gas systems.

Table 4-2 Other Emissions Factors, Coal to Hydrogen Systems

Device or process	Hydrogen Production Plants	
Fuel or feedstock	NG	Coal
	Grams/million BTU consumed	Grams/million BTU consumed
Aldehydes (as HCHO) exhaust	n.e.	n.e.
Fuel evaporation or leakage	10.0	4.5
NMOC exhaust	0.2	88.2
Evaporation +NMOC exhaust	10.2	92.8
Carbon in evap. + NMOC exh.	7.4	54.6
Ozone-weighted total NMOC	1.4	58.1
CH_4 (exhaust)	0.4	9.3
CO	8.0	7.6
N_20	0.3	1.4
NOx (NO_2)	20.0	29.4
SOx (SO_2)	0.1	29.4
PM	3.0	5.9
PM10	0.1	4.4
PM2.5	n.e.	n.e.

Coal to hydrogen systems will be large facilities that will be located remotely from the location where the fuel is dispensed. The location will be close to the point of end use since it is more efficient to transport the coal than the hydrogen. The distribution of hydrogen will be as a liquid with the distances and transportation modes set on the input sheet (rows 79 to 89, columns Q and R) or through pipelines as a compressed gas. The model results presented here are for hydrogen distributed by pipeline a distance of 300 miles (480 km) by pipeline and 100 miles (160 km) by truck as compressed gas.

4.2 Upstream Emissions

The greenhouse gas emissions for the upstream portion of the coal to hydrogen lifecycle are presented in the following table. The results are for Western and Central Canada for the year 2003 and assumed a decentralized production facility. The source of the coal is different in the two scenarios, in the Central Canada case two thirds of the coal is imported from the US and one third is from Western Canada (the current distribution pattern) and for the western Canada scenario the coal is 99% from the west. The same coal and hydrogen distribution patterns have been used for each of the two scenarios. The results are compared to hydrogen production from SMR.

Coal from Canada requires more energy to produce but has lower methane emissions than US coal. This accounts for most of the differences in emissions for the two scenarios. The emissions from the hydrogen production stage are higher than from a SMR system because of the lower system efficiency and the different carbon to hydrogen content of the feedstocks. It has been assumed that the electricity produced by the system displaces electricity produced from a gas fired combined cycle system.

Table 4-3 Upstream GHG Emissions from Coal to Hydrogen-2003

Fuel	CH_2	CH_2	CH_2
Feedstock	NG	Coal	Coal
		Central Canada	Western Canada
	Grams/million BTU	Grams/million BTU	Grams/million BTU
Fuel dispensing	3,637	3,637	3,597
Fuel distribution and storage	9,896	9,896	9,889
Fuel production	77,653	160,764	160,764
Feedstock transmission	3,384	3,961	3,956
Feedstock recovery	5,647	1,479	2,032
Land-use changes, cultivation	0	0	0
Fertilizer manufacture	0	0	0
Gas leaks and flares	5,423	3,695	958
CO_2, H_2S removed from NG	967	0	0
Emissions displaced	0	-5,876	-5,875
Total	**106,606**	**177,555**	**175,321**

4.3 Lifecycle Emissions

The full lifecycle GHG emissions for hydrogen produced from coal in Central Canada are shown in the following table. The hydrogen is used in a fuel cell vehicle. For comparison the emissions from gasoline used in internal combustion engine vehicles and hydrogen produced from SMR are shown.

Table 4-4 Full Lifecycle GHG Emission Results, Coal to Hydrogen LDVs 2003

	Gasoline	Hydrogen	Hydrogen
Fuel specification	113ppm S	CH_2	CH_2
Feedstock	Crude oil	NG100	Coal
	Grams/mile	Grams/mile	Grams/mile
Vehicle operation	339.8	0.0	0.0
Fuel dispensing	0.5	8.9	8.9
Fuel storage and distribution	6.3	24.1	24.1
Fuel production	63.2	189.1	391.6
Feedstock transport	0.9	8.2	9.6
Feedstock and fertilizer production	49.7	13.8	3.6
CH_4 and CO_2 leaks and flares	14.2	15.6	9.0
Emissions displaced by co-products	0.0	0.0	-14.3
Sub total (fuelcycle)	**474.6**	**259.7**	**432.5**
% Changes (fuelcycle)	2.9	-43.7	-6.3
Vehicle assembly and transport	8.1	8.9	8.9
Materials in vehicles (incl. storage) and lube oil production/use	74.0	80.7	80.7
Grand total	**556.8**	**349.3**	**522.1**
% Changes to RFG (grand total)	-0.0	-37.3	-6.2

While it has not been added to the model, if the hydrogen produced from coal was used in an internal combustion engine instead of a fuel cell, the GHG emissions would be significantly higher than the current gasoline vehicle produces.

The results for heavy-duty buses are shown in the following table. In this case, the GHG emissions do not change compared to the diesel engine buses. The case of hydrogen from a SMR unit is also shown. There are three reasons for this, the first is that the fuel cell vehicles are now being compared to a diesel engine rather than a gasoline engine, secondly the buses only operate on the city cycle where the fuel cells are more efficient than they are on the highway cycle and finally the emissions associated with the vehicle production are different between the light and heavy duty vehicles.

Table 4-5 Full Lifecycle GHG Emission Results, Coal to Hydrogen HDVs 2003

	Diesel	Hydrogen	Hydrogen
Fuel specification	500 ppm S	CH_2	CH_2
Feedstock	Crude oil	NG100	Coal
	Grams/mile	Grams/mile	Grams/mile
Vehicle operation	2,134.7	0.2	0.2
Fuel dispensing	3.0	55.0	55.0
Fuel storage and distribution	33.6	149.8	149.8
Fuel production	160.3	1,175.3	2,433.2
Feedstock transport	5.2	51.2	60.0
Feedstock and fertilizer production	295.3	85.5	22.4
CH_4 and CO_2 leaks and flares	92.8	96.7	55.9
Emissions displaced by co-products	0.0	0.0	-88.9
Sub total (fuelcycle)	**2,724.9**	**1,613.7**	**2,687.5**
% Changes (fuelcycle)	--	-40.8	-1.4
Vehicle assembly and transport	14.6	19.1	19.1
Materials in vehicles (incl. storage) and lube oil production/use	61.8	90.8	90.8
Grand total	**2,801.2**	**1,723.6**	**2,797.4**
% Changes (grand total)	--	-38.5	-0.1

5. BIOMASS PRODUCTION

The biomass that will be used to produce hydrogen is assumed to be wood. Other biomass feedstocks such as grass or agricultural residues can also be gasified to produce hydrogen. Wood has been chosen for the model because of the increased interest in using managed forests for carbon sequestration. These forests must eventually be harvested and the wood could be used for energy production. The wood can be specifically grown for energy production or it could be a waste product from the forest industry. GHGenius has been developed for the use of short rotation forestry and the possibility of using a waste product has been specifically added as part of this project.

The assumptions that are used for short rotation forestry have also been reviewed as part of this project. The values that had been in the model previously were developed for conditions in the United States and these may not be fully applicable to Canada.

5.1 SHORT ROTATION FORESTRY

Short rotation forestry involves the growing of species such as hybrid poplars and willow. In the United States, poplars have been studied extensively and in Canada, both willow and poplar have been considered as candidates for short rotation forestry plantations. The location and the intended end use of the material have an impact on the determination of the best specie. The poplars have been and continue to be used in some commercial applications for pulpwood in Canada. The willows are harvested more frequently and are less suited to pulpwood applications but would be perfectly applicable for energy crops.

It is difficult to determine a single set of data that should be used as the inputs for a short rotation forest as the input requirements and yields can change depending on the general location, soil conditions and moisture conditions among other factors. The data that is used in the model needs to be internally consistent as well, that is, the yield modelled should be consistent with the inputs used. The system that is modelled should also be sustainable.

5.1.1 Yield

The yield of wood in a short rotation forest does have an impact on the amount of carbon that is stored in the plant before it is harvested. It does not directly influence the fertilizer and energy requirements in the model as this data is input on a per ton of biomass produced basis. There are significant differences in the yield of short rotation forests in Canada and the United States. Information on yield was summarized by REAP for the Forest Sector and Sinks Tables of the National Climate Change Process (1999). This is shown in the following table and all of the data is from commercial plots.

Table 5-1 Short Rotation Forestry Yield Data

Author	Location	Plot Age	Annual Growth Increment
		Years	Odt/ha/yr
Poplar			
Hendry, 1990	Ontario	14	2-3
OMNR, 1983	Ontario	7	2.2-4.6
Zsuffa, 1973	Ontario	12-14	2.4-6.6
Vallee, 1975	Quebec	10	3.5-6.9
Perinner, 1999	Quebec	15	5.0-6.6
Van Oosten, 1999	British Columbia	10-12	10-13.2
Riemenschneider, 1999	Wisconsin	9-11	5.4-6.5
DeBell, 1993	Washington	5	8.2-18.8
Willow			
Labrecque, 1998	Quebec	3	6.2-11.0
Girouard, 1998	Quebec	5	7.5-8.9
Fillhart, 1999	New York	2	5.5-10.0

One of the primary factors determining the yield of poplar and willow is the moisture. Irrigated plots measured by DeBell in Washington State showed much higher growth rates than non-irrigated plots. It is reasonable to expect different yields across Canada but GHGenius has the ability to model only three regions in Canada, west, central and east. In each of these regions, there will be significant variances in the expected yields depending on the location but the differences between regions is probably less.

The US DOE developed a software program called Biocost (Walsh, 1996) that estimates the cost of producing bioenergy crops such as switchgrass and poplar. A Canadian version of this software was also developed by REAP (Girouard, 1999) in conjunction with the US DOE. The Canadian version models switchgrass and willow crops in Canada. The default yield for the poplar in the United States is 5 tons/ac/year (11.23 tonnes/ha/year). The default value for willow in Canada is 9 tonnes/ha/year (4 tons/ac/year).

The data that was in the model was 4.45 tons/ac/yr in the year 1995 and a 1.36% annual improvement factor. The same yield was used for all regions in Canada and the US and 10% less for Mexico. Based on this information, the default values in the model have been changed. The new values are shown in the following table. The annual improvement factor has been changed significantly since there is not a trend apparent in the data and there does not appear to be a significant research effort underway to increase the yields. The Mexico value is an estimate based on lower moisture availability.

Table 5-2 New Default Information on Wood Yields

	United States	Canada	Mexico
Yield	5.0 tons/ac/year	4.0 tons/acre/year	3.5 tons/acre/year
Growth rate	0.1%	0.1%	0.1%
Base year	1996	1996	1996

5.1.2 Fertilizer Requirements

The fertilizer requirements in GHGenius are input as pounds of fertilizer per ton of wood produced. The requirements are the same for all of the regions in the model in spite of the fact that there can be different yields. The values in the model are shown in the following table. They are relatively low and were based on a data review workshop that was held at Oakridge National Laboratory in 1997 by the developers of the Biocost software.

Table 5-3 Fertilizer Requirements for Wood in GHGenius

	N (lbs)	P_2O_5 (lbs)	K_2O (lbs)	Lime (lbs)
Hybrid poplar (per ton of wood)	2.0	1.6	1.1	41.3

REAP (1999) referred to Biocost for the fertilizer requirements in their assessment of the implication of Short Rotation Forestry. In the following table the recommendations from the US and Canadian versions of Biocost are compared. Biocost provides estimates on a pounds per acre basis and these have been converted to pounds per ton using the default yields in the models. The US has a seven-year cycle for poplar (Lake States) and Canada has a four-year cycle for willow.

Table 5-4 Fertilizer Requirements for Wood in Biocost

	Biocost US		Biocost Canada	
	Lb/acre/cycle	Lb/ton	Lb/acre/cycle	Lb/ton
Nitrogen	270	7.71	178	11.1
Phosphorus	20	0.57	42	2.61
Potassium	35	1.0	131	8.2
Lime	0.0	0.0	0.0	0.0

In the US version of Biocost there are slightly different fertilizer requirements for the seven different regions of the model but there are clearly some differences between the two versions of Biocost and the original data in GHGenius. This is somewhat surprising given the common people and datasets involved in all three models. The difference in the nitrogen requirement between GHGenius and Biocost appears to be a result of a misunderstanding of how often the fertilizer is required over the seven-year cycle. The Biocost papers call this a biennial requirement in some places but in other locations suggest that this is the total cycle requirement. The software output clearly shows that this is a biennial requirement starting in the second year. The differences between the two versions of Biocost are derived from a different approach to the data (Girouard, 2003). The Canadian version is more conservative and represents an average case whereas the US version represents more of a best case results and may not be sustainable over the long term.

This version of GHGenius has been changed so that different fertilizer application rates for all of the fertilizers can be used for Canada, the US and Mexico. The values that are used for Canada and the US are the default values derived from the two versions of Biocost shown above. The values used for Mexico are between those of Canada and the US. The user can change these values on the Input Sheet in rows 95 to 137 and columns B to J.

In both versions of Biocost there are similar treatments of herbicides applied. A broad spectrum herbicide such as Round-up is applied first and followed by plowing. This is followed by two applications of a product for weed control. There are differences in the yield and the harvest cycle that has an impact on the herbicide application rate per ton of product

produced. In the following table the herbicide requirements from the two Biocost models and GHGenius are compared.

Table 5-5 Comparison of Herbicide Requirements

	Herbicides/acre/cycle	Herbicides Pounds per Ton Wood
Biocost US	3.0	0.086
Biocost Canada	2.4	0.15
GHGenius	-	0.10

The value in GHGenius is between the two versions of Biocost. No changes have been made to the default values.

5.1.3 Cultivation, Harvesting and Transportation Energy

There are a number of mechanical cultivations required during the cultivation and harvesting process. The sites are prepared with a ploughing and two diskings in the first year and the some mechanical cultivation in subsequent years to control weeds. Harvesting poplar involves felling, skidding and chipping the wood on site. The wood is then transported to the site where it is converted to energy. Harvesting willow is done using a custom harvester and chipping the trees as they are harvested. In spite of the differences in the methodology the energy requirements for the two systems are quite similar. The results from the two versions of Biocost are compared with the default values in GHGenius in the following table. No changes have been made to the default values in GHGenius.

Table 5-6 Comparison of Energy Requirements

	Fuel/acre/cycle	Fuel, USG per Ton Wood
Biocost US	76.27 USG	2.18
Biocost Canada	33.72 USG	2.10
GHGenius	-	2.20

The energy required for moving the wood from the plantation to the conversion site is calculated based on the modes of transport and distances chosen by the user on the Input Sheet. The default values are summarized in the following table.

Table 5-7 Transportation Assumptions

Mode	Average miles shipped	Tons-shipped/ton-produced
By Rail	150	0.00
Domestic water	100	0.00
International water	0	0.00
Pipeline, tram, conveyor	0	0.00
Truck	50	1.00

5.1.4 Emissions Due to Land Use

GHGenius calculates changes in above ground biomass and soil carbon changes based on the difference between the wood crop and what might have otherwise been grown on this

land. The changes in carbon content of this system is amortized over the length of the plantation (15 years default value) and then a discount factor (default is 2%) is applied that adjusts the results for the estimated permanency of the change. No change has been made to this methodology or default values in GHGenius. The values can be changed by the user on Sheet W in cells B159 and Sheet B in cell B35.

5.2 Waste Wood

There are a number of areas of Canada and the United States that have significant quantities of waste wood available for conversion to energy. This wood is generally the residue from the sawmill or pulp mill. It could be forest residues that are left behind in the forests or burned at the logging site prior to reforestation.

The utilization of this material as a feedstock for an energy conversion process would not involve any incremental fertilizer or herbicide usage but would also not benefit from any change in above or below ground carbon that may result from the growth of a dedicated energy crop. In order to make it easier to model this scenario several changes to the model have been made.

5.2.1 Methodology

An input cell (B111) has been added to the Input Sheet under the Sheet V section. If the user wishes to model wood residues a zero must be entered in this cell, otherwise the default value is a one. This will remove any emissions associated with changes in biomass carbon or soil carbon.

There could be the case where the user is modelling forest residue and wishes to add some fertilizer to replace the nutrients that have been removed with the forest residue. In this case the fertilizer requirements should be adjusted on the Input Sheet (rows 98, 130, 133 and 134). If it is mill residue that is being modelled then the user should set the fertilizer requirements to zero.

The energy and power inputs should be set appropriately for waste wood (row 107 on the Input Sheet). They could be zero for mill residues or there may be energy required for chipping forest residues if that is the source of wood waste being modelled.

5.2.2 Transportation

The transportation requirements for waste wood could be zero if the product is being consumed at the same site that it is being generated at. There could also be transportation requirements if many mills are shipping their waste to a central site or if forest residues are being moved to the energy conversion site. The appropriate values need to be set on the Input Sheet in column H, rows 65 to 75.

6. BIOMASS TO HYDROGEN

The production of hydrogen from biomass follows the same general process as that of coal to hydrogen. The biomass is first gasified, the gas is treated to increase the hydrogen content and then the hydrogen is purified. The syngas produced from biomass gasification can contain a number of contaminants including particulates, tars, sulphur and chlorine compounds. The syngas may also contain significant quantities of methane, which must be reformed to more syngas, depending on the composition of the feedstock and the type of gasifier used.

In a recent report prepared for the US DOE by E^2S (2002) biomass gasification technologies were benchmarked for the production of fuels, chemicals and hydrogen. They concluded that for hydrogen production it would be desirable to have a gas that had a high hydrogen to carbon monoxide ratio, low hydrocarbon levels, low nitrogen content, high water content and have a temperature of 100-200°C at the exit. This report compared the operating characteristics of a large number of gasifiers and concluded that bubbling fluid bed gasifiers for the production of fuels, chemicals and hydrogen applications currently have an advantage over other types of gasifiers. Their conclusions and reasons are presented below.

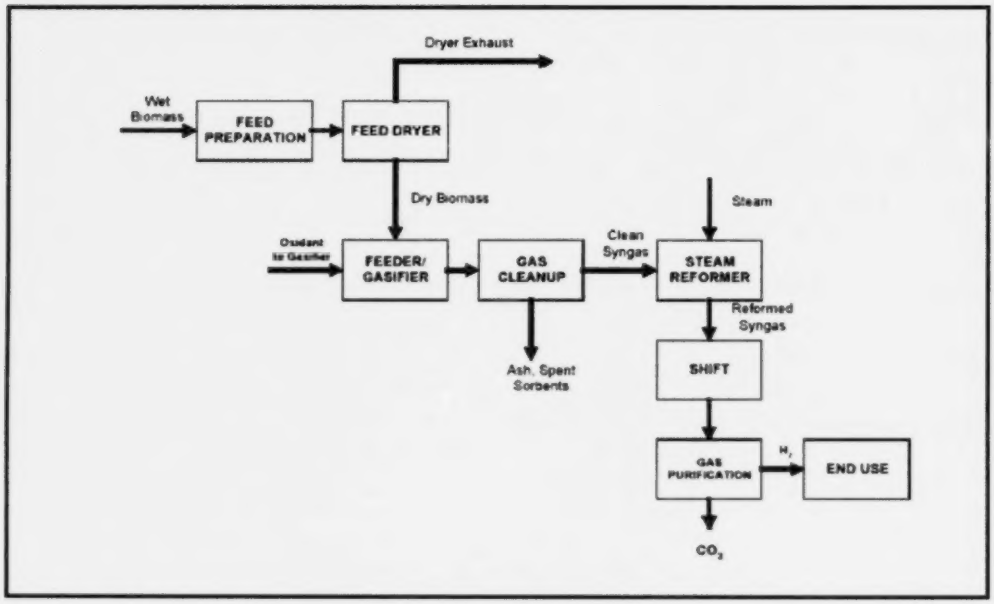
> *By far, directly heated bubbling fluidized bed biomass gasification has been the most widely demonstrated of the technologies considered. It has been operated over a wide range of conditions, such as temperature, pressure and throughput, using a variety of biomass feedstocks. For fuels, chemicals and hydrogen applications, it is beneficial to operate at high temperatures as is done for coal gasification. At temperatures greater than 1200-1300°C, little or no methane, higher hydrocarbons or tar is formed, and H_2 and CO production is maximized without requiring a further conversion step. The Tampella BFB gasifier has been operated with biomass at temperatures (950°C max) approaching but still well short of this range. Several BFB gasifiers have been operated at the high pressures that would be used in fuels and chemical synthesis (>20 bar). It is advantageous in these applications to operate the gasifier at a pressure higher than that of the synthesis reactor to avoid the requirement for costly gas compression between these two steps. However, this expense is somewhat balanced by the need for more complicated solid feedstock handling equipment upstream of the gasifier. Particle size reduction may be necessary with most BFB gasifiers, and the biomass would likely need to be dried to increase operating temperatures.*
>
> *BFB gasifiers have been operated with co-feeds of air, oxygen and steam. Nitrogen dilution of the syngas is especially detrimental for synthesis application and an oxygen plant is normally required. Varying the relative amounts of oxygen and steam can be used as a means to adjust the H_2/CO ratio of the syngas to match synthesis requirements. For hydrogen production, it is desirable to maximize the production of H_2 over CO in the gasifier by promoting the water-gas-shift reaction. If an all fuels or chemicals product slate is desired, steam reforming or partial oxidation of the methane and higher hydrocarbons present in the syngas is required. The H_2/CO ratio requirement for methanol synthesis makes the requirement of an external shift reactor or separation step a strong likelihood; however, for FT synthesis an iron catalyst can be employed to adjust this ratio within the FT reactor. If it results in higher H_2/CO ratios, the high CO_2 production from BFB gasifiers is not undesirable. Other than tar cracking, which would be necessitated if higher operating temperatures cannot be achieved, gas cleanup will be minimal for synthesis applications. BFB gasifiers are possibly the lowest capital cost option among the advanced biomass gasification technologies. Sufficient information exists to conduct*

conceptual design studies on these systems. It, therefore, appears that for fuels, chemicals and hydrogen applications, existing BFB gasifiers currently have an advantage.

6.1 PRODUCTION TECHNOLOGY

An example of a bubbling fluid bed gasifier is the one developed by the Gas Technology Institute and its predecessor the Institute of Gas Technology. The block for diagram for the biomass to hydrogen technology is shown in the following figure. This gasification technology has been demonstrated at the 11 tonne per day level producing synthesis gas for combustion. The technology has not been demonstrated for the production of hydrogen.

Figure 6-1 Biomass to Hydrogen



In spite of the lack of an actual demonstration of the technology, there have been a number of techno-economic studies performed on the production of hydrogen from biomass (Spath et al, 2000, Lau et al, 2002, Hamelinck et al, 2001). There are many different configurations that could be devised for biomass to hydrogen systems. Most, but not all produce hydrogen and some electricity and the ratio of the two products can vary with different configurations. For the base modelling case, the work of Hamelinck will be used as their published work has the most complete mass and energy balance of all of the studies. Of the five variations of the biomass to hydrogen process that they studied, three used an IGT gasifier and one configuration was designed for maximum hydrogen production. The inputs and outputs required for this process are summarized in the following table. The electrical requirements are the net requirements after the electricity produced by the process and the total process demands are considered. The wood required as the input must have a moisture content of less than 30% in this case. The thermal efficiency for this case is about 60% which is comparable to that reported in several of the other studies.

Table 6-1 Mass and Energy Inputs for Hydrogen from Biomass

	Plant	Model Inputs
Hydrogen Produced	259 MW_{th}	1 million BTU
Biomass Input	430 MW_{th}	198.9 lbs.
Electricity Required	1 MW	1.13 kWh

None of the reports identified with mass and energy balance data for the biomass to hydrogen process have any information on the overall emissions from the gasification systems. Two reports on biomass gasification used for power generation were found with information on emissions. The results from these two reports (Mann and Spath, 1997, and US DOE EREN) are compared with AP-42 results for wood combustion in the following table. The values chosen for the model are also shown, these have been chosen based on the other values in the table as well as considering the values in the model for wood fired boilers.

Table 6-2 Emission Factors Biomass Gasification

	Mann	EREN	AP-42	GHGenius
	Grams/million BTU	Grams/million BTU	Grams/million BTU	Grams/million BTU
Aldehydes (as HCHO) exhaust			2.4	0.5
Fuel evaporation or leakage				0.0
NM0C exhaust	150	10.0	6	10.0
CH_4 (exhaust)	0.08		9.5	2.0
CO	0.25	21.8	270	50
N_20			6	4
NOx (NO_2)	140	68.2	100-225	75
SOx (SO_2)	74	85.6	11	Calc.
PM	1.1			
PM10			18-227	25
PM2.5			16-195	25

These new factors for GHGenius have been used for the wood to methanol process. Previously this fuel pathway used the same emission factors as the wood to ethanol pathway but those two processes are quite different and these factors should better represent the wood to methanol process. These factors are an estimate and are not based on any test data and should test data become available they could be updated.

6.2 Upstream Emissions

The upstream emission for the biomass to hydrogen pathway are presented for two scenarios, a case that produces the biomass in a short rotation forest and a case that uses mill residues as the feedstock. The plants produce compressed hydrogen and use the model defaults of a 300mile pipeline and a 100 mile truck movement from the production site to the dispensing site.

The short rotation forestry case assumes that 15% of the wood is grown on conventional forest land, 70% on unimproved agricultural land and 15% on existing agricultural land. The emissions are shown in the following table and compared to the steam methane reforming

case. The net emissions are close to zero because of the changes in soil and biomass carbon contents resulting from the forestry practices.

Table 6-3 Upstream GHG Emissions from Biomass to Hydrogen, 2003

Fuel	CH_2	CH_2
Feedstock	NG	Short Rotation Forestry
	Grams/million BTU	Grams/million BTU
Fuel dispensing	3,637	3,637
Fuel distribution and storage	9,896	9,896
Fuel production	77,653	2,333
Feedstock transmission	3,384	722
Feedstock recovery	5,647	4,361
Land-use changes, cultivation	0	-21,462
Fertilizer manufacture	0	3,294
Gas leaks and flares	5,423	0
CO_2, H_2S removed from NG	967	0
Emissions displaced	0	0
Total	106,606	2,780

In the following table, the results are shown for the case where wood residues are used instead of purpose grown trees. The fertilizer requirements have been set to zero but it is assumed that the wood will still have to be trucked from several sites to the central hydrogen production site. In this case, the emissions are higher because there is no carbon fixing attributable to the biomass production. The emissions are still very low compared to the SMR pathway.

Table 6-4 Upstream GHG Emissions from Waste Biomass to Hydrogen, 2003

Fuel	CH_2	CH_2
Feedstock	NG	Wood Residues
	Grams/million BTU	Grams/million BTU
Fuel dispensing	3,637	3,637
Fuel distribution and storage	9,896	9,896
Fuel production	77,653	2,333
Feedstock transmission	3,384	722
Feedstock recovery	5,647	0
Land-use changes, cultivation	0	116
Fertilizer manufacture	0	0
Gas leaks and flares	5,423	0
CO_2, H_2S removed from NG	967	0
Emissions displaced	0	0
Total	**106,606**	**16,704**

6.3 Lifecycle Emissions

The full lifecycle GHG emissions for hydrogen produced from biomass in Central Canada are shown in the following table. The hydrogen is used in a fuel cell vehicle. For comparison the

emissions from gasoline used in internal combustion engine vehicles and hydrogen produced from SMR are shown.

Table 6-5 Full Lifecycle GHG Emission Results, Biomass to Hydrogen LDVs, 2003

	Gasoline	Hydrogen	Hydrogen
Fuel specification	113ppm S	CH_2	CH_2
Feedstock	Crude oil	NG100	Short Rotation Forests
	Grams/mile	Grams/mile	Grams/mile
Vehicle operation	339.8	0.0	0.03
Fuel dispensing	0.5	8.9	8.9
Fuel storage and distribution	6.3	24.1	24.1
Fuel production	63.2	189.1	5.7
Feedstock transport	0.9	8.2	1.8
Feedstock and fertilizer production	49.7	13.8	-33.6
CH_4 and CO_2 leaks and flares	14.2	15.6	0.0
Emissions displaced by co-products	0.0	0.0	0.0
Sub total (fuelcycle)	**474.6**	**259.7**	**6.8**
% Changes (fuelcycle)	2.9	-43.7	-98.5
Vehicle assembly and transport	8.1	9.0	8.9
Materials in vehicles (incl. storage) and lube oil production/use	74.0	80.7	80.7
Grand total	**556.8**	**349.3**	**96.4**
% Changes to RFG (grand total)	-0.0	-37.3	-82.7

The results for heavy-duty buses are shown in the following table. The case of hydrogen from a SMR unit is also shown.

Table 6-6 Full Lifecycle GHG Emission Results, Biomass to Hydrogen HDVs, 2003

	Diesel	Hydrogen	Hydrogen
Fuel specification	500 ppm S	CH_2	CH_2
Feedstock	Crude oil	NG100	Short Rotation Forests
	Grams/mile	Grams/mile	Grams/mile
Vehicle operation	2,134.7	0.2	0.2
Fuel dispensing	3.0	55.0	55.0
Fuel storage and distribution	33.6	149.8	149.8
Fuel production	160.3	1,175.3	35.3
Feedstock transport	5.2	51.2	10.9
Feedstock and fertilizer production	295.3	85.5	-209.0
CH_4 and CO_2 leaks and flares	92.8	96.7	0.0
Emissions displaced by co-products	0.0	0.0	0.0
Sub total (fuelcycle)	**2,724.9**	**1,613.7**	**42.3**
% Changes (fuelcycle)	--	-40.8	-98.4
Vehicle assembly and transport	14.6	19.1	19.1
Materials in vehicles (incl. storage) and lube oil production/use	61.8	90.8	90.8
Grand total	**2,801.2**	**1,723.6**	**152.2**
% Changes (grand total)	--	-38.5	-94.6

7. REFERENCES

Amos, W. A. 1998. Costs of Storing and Transporting Hydrogen. National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-570-25106. November 1998.

Coal Association of Canada. 2003. Coal Stats. http://www.coal.ca/coalincan.htm

E^2S. 2002. Benchmarking Biomass Gasification Technologies for Fuels, Chemicals and Hydrogen Production. Prepared for OD Department of Energy, National Energy Technology Laboratory, J.P. Ciferno, J.J. Marno. June 2002.

Eliasson, B., Bossel, U. 2002. The Future of the Hydrogen Economy: Bright or Bleak? Presented at Fuel Cell world, Lucerne, Switzerland, July 2002.

Environment Canada. 2002. Canada's Greenhouse Gas Inventory 1990-2000. Greenhouse Gas Division. Environment Canada. www.ec.gc.ca/pdb/ghg

Fording Coal Limited. 2001. 1999 Report to the Voluntary Challenge and Registry Inc. http://www.vcr-mvr.ca/challenge/registry/out/C0657-FORDINGCOAL-PDF.PDF

Girouard, P., Walsh, M.E., Becker, D.A. 1999. Biocost-Canada: A New Tool to Evaluate the Economic, Energy and Carbon Budgets of Perennial Energy Crops. Presented at Fourth Biomass Conference of the Americas, August 29- September 2, Oakland, Ca. 1999.

Girouard, P. 2003. Private Communication. June 2003.

Hamelinck, C.N., Faaij, A.P.C. 2001. Future Prospects for Production of Methanol and Hydrogen from Biomass. Universteit Utrecht. September 2001. NWS-E-2001-49. ISBN 90-73958-84-9.

Lau, F. S., Zabransky, R., Bowen, D.A., Kinoshita, C.M., Turn, S.Q., Hughes, E.E. 2002. Techno-Economic Analysis of Hydrogen Production by Gasification of Biomass. Proceedings of the 2002 US DOE Hydrogen Program Review. NREL/CP-610-32405.

Linde. 1997. Reports on Science and Technology. Hydrogen –a Clean Energy Carrier. No. 58 1997. ISSN 0942-5268.

Luscar Ltd. 2002. Action Plan 2002. http://www.vcr-mvr.ca/challenge/registry/out/C0683-LUSCAR-02-PDF.PDF

Mann, M., Spath P. 1997. Life Cycle Assessment of a Biomass Gasification Combined-Cycle Power System. NREL. http://www.eere.energy.gov/biopower/bplib/library/life_cycleall.pdf

Mitretek Systems. 2002. Hydrogen from Coal. Prepared for US DOE NETL. July 2002. Contract No. DE-AM26-99FT40465.

NRCan. 1997. Canada' Energy Outlook 1996-2020. April 1997.

REAP. 1999. The Implications of Growing Short-Rotation Tree Species for Carbon Sequestration in Canada. Prepared for The Joint Forest Sector Table/Sinks Table. April, 1999.

Spath, P.L., Lane, J.M., Mann, M. K., Amos, W. A. 2000. Update of Hydrogen from Biomass-Determination of the Delivered Cost of Hydrogen. Milestone Report for the US Department of Energy's Hydrogen Program. April, 2000.

US DOE. 2002. Hydrogen Production Facilities Plant Performance and Cost Comparisons. Parsons Infrastructure and Technology Group Inc.

ADDITION DU CHARBON ET DE LA BIOMASSSE AUX PROCEDES DE PRODUCTION D'HYDROGENE DE GHGENIUS

Préparé pour le compte de :

Ressources naturelles Canada
Office de l'efficacité énergétique
580, rue Booth
Ottawa (Ontario)
K1A 0E4

Préparé par :

(S&T)^2 Consultants Inc.
11657 Summit Crescent
Delta (C.-B.)
Canada, V4E 2Z2

Date : 25 août 2003

SOMMAIRE

Le modèle GHGenius a été élaboré pour Ressources naturelles Canada au cours des quatre dernières années. Le modèle est basé sur la version de 1998 du modèle des émissions et de leur cycle de vie (modèle LEM) du Dr Mark Delucchi. GHGenius peut analyser les émissions de nombreux contaminants associés à la production et à l'utilisation de carburants traditionnels et de carburants de remplacement

Le modèle peut analyser les émisions de moteurs à combustion interne, utilisant un carburant de remplacement ou un carburant conventionnel, pour les véhicules légers, les camions lourds de classe 8 , les autobus urbains, une combinaison d'autobus et de camions, ainsi que émissions des véhicules légers électriques alimentés par un accumulateur. Actuellement, le modèle permet d'analyser 79 combinaisons possibles de véhicules et de carburants

Les procédés de production d'hydrogène que le modèle permet actuellement d'analyser, comprennent les véhicules légers à combustion interne :

- Hydrogène produit par électrolyse ou par reformage du gaz naturel
- Hythane (un mélange de gaz naturel et d'hydrogène),

Pour les véhicules légers à piles à combustible, les procédés de production d'hydrogène que le modèle peut analyser sont les suivants :

- Électrolyse (gaz, comprimé ou liquéfié),
- Reformage du gaz naturel, du méthanol, de l'éthanol, du gaz de pétrole liquéfié, de l'essence ou des distillats FT (Fisher-Tropsch)
- Craquage thermique de l'eau dans les centrales nucléaires.

Pour les véhicules lourds à moteur à combustion interne, les carburants qui peuvent être analysés sont les suivants :

- Hydrogène produit par électrolyse (gaz, comprimé ou liquéfié),
- Hydrogène produit par reformage du gaz naturel,
- Hythane (mélange de gaz naturel et d'hydrogène obtenu par reformage du gaz naturel).

Pour les applications de piles à carburant pour service intensif, les carburants intégrés que le modèle permet d'analyser sont les suivants :

- Hydrogène produit par électrolyse (gaz, comprimé ou liquéfié),
- Hydrogène produit par reformage du gaz naturel, du méthanol, de l'éthanol, du gaz de pétrole liquéfié, de l'essence et du distillat FT,
- Hydrogène produit par craquage thermique de l'eau dans les centrales nucléaires.

Ce travail a pour but d'ajouter deux nouveaux procédés de production d'hydrogène, soit à partir du charbon et à partir de la biomasse. Les nouveaux procédés de production sont entièrement intégrés dans GHGenius; pour chaque cycle de carburant, le carburant est utilisé dans des applications peu intenses et intenses faisant appel à des piles à combustible; ainsi les résultats du cycle complet dans les feuilles AC, AD, Coût véhicules légers, Coût véhicules lourds, Sommaire véhicules légers et Sommaire véhicules lourds comprennent les résultats pour les utilisations peu intenses et les

utilisations intenses. Les feuilles K et I ont aussi été modifiées de façon à inclure les nouveaux cycles de combustible. Toutes les fonctionnalités existantes du modèle sont maintenues.

Ces deux nouveaux procédés de production vont probablement nécessiter de grandes usines. L'hydrogène sera transporté depuis ces usines jusqu'aux endroits où il sera distribué. Les versions précédentes de GHGenius traitaient le transport de l'hydrogène (comprimé ou liquide) comme s'il s'agissait d'un combustible liquide dont le transport n'exigeait que 20 % plus d'énergie. Cela a été changé dans la nouvelle version de GHGenius. Les facteurs d'énergie consommée sont spécifiques et différents pour l'hydrogène liquide et pour l'hydrogène comprimé. L'utilisateur a maintenant une plus grande flexibilité pour modéliser la distribution de l'hydrogène. On peut maintenant préciser des combinaisons de mode de transport, comme par exemple une combinaison pipeline et camion-citerne. On peut aussi modéliser la production sur place.

GHGenius permet de modéliser un certain nombre de procédés de production d'hydrogène, soit l'électrolyse, le reformage du méthane à la vapeur, le reformage de carburants liquides comme le méthanol, l'éthanol, le GPL, l'essence et les distillates FT. Le concept de la conversion du charbon en hydrogène est semblable à celui de ces autres procédés de production. Le charbon est d'abord gazéifié en hydrogène, en monoxyde de carbone et en dioxyde de carbone, le monoxyde de carbone est passé dans un convertsseur pour obtenir plus d'hydrogène et de dioxyde de carbone, puis le produit ainsi obtenu est purifié pour concentrer l'hydrogène.

Dans le tableau ci-après, on indique, pour le Centre du Canada, le cycle de vie complet des émissions de gaz à effet de serre découlant de la production de charbon. L'hydrogène est utilisé dans un véhicule léger à piles à combustible. À titre de comparaison, on présente des données sur les émissions provenant de l'essence utilisée dans les moteurs à combustion interne des véhicules et celles produites lors de la production d'hydrogène par reformage du méthane à la vapeur. Si l'hydrogène était utilisé dans un véhicule lourd à piles à combustible, les émissions de gaz à effet de serre seraient les mêmes environ que celles rejetées par un véhicules à moteur diesel. La différence découle de l'efficacité plus élevée du moteur diesel par rapport au moteur à essence. Le piégeage du carbone, qui rend cette technologique rentable sur le plan technique, n'est pas inclus dans ce cas.

Tableau S-1 Émissions de gaz à effet de serre sur le cycle de vie complet, conversion du charbon en hydrogène, véhicules légers (2003)

	Essence	Hydrogène	Hydrogène
Norme du combustible	113ppm S	CH_2	CH_2
Matières premières	Pétrole brutl	GN100	Charbonl
	Grammes/mille	Grammes/mille	Grammes/mille
Utilisation de véhicules	339,8	0,0	0,0
Distribution du combustible	0,5	8,9	8,9
Entreposage et distribution du combustible	6,3	24,1	24,1
Production de combustible	63,2	189,1	391,6
Transport de matières premières	0,9	8,2	9,6
Production de matières premières et d'engrais	49,7	13,8	3,6

Fuite de CH_4 et de CO_2 et brûlage	14,2	15,6	9,0
Émissions déplacées par ies co-produits	0,0	0,0	-14,3
Total partiel (cycle du combustible)	**474,6**	**259,7**	**432,5**
% Changements (cycle du combustible)	2,9	-43,7	-6,3
Montage et transport des véhicules	8,1	8,9	8,9
Materiaux dans les véhicules (y compris l'entreposage) et production/utilisation d'huile de graissage	74,0	80,7	80,7
Total	**556,8**	**349,3**	**522,1**
% Changements pour essence reformulée (total)	-0,0	-37,3	-6,2

Le procédé de production d'hydrogène à partir de biomasse est essentiellement identique au procédé de production d'hydrogène à partir du charbon. Premièrement, la biomasse est gazéifiée, le gaz est traité pour augmenter la teneur en hydrogène, puis l'hydrogène est purifié. Le gaz de synthèse produit à la suite de la gazéification de la biomasse peut renfermer un certain nombre de contaminants, dont des matières particulaires, des goudrons et des composés soufrés et chlorés. Le gaz de synthèse peut également renfermer des quantités importantes de méthane, qui doivent être reformées en gaz de synthèse, selon la composition des matières premières et le type de gazogène utilisé.

Dans le tableau ci-après, on indique, pour le Centre du Canada, le cycle de vie complet des émissions de gaz à effet de serre découlant de la production d'hydrogène produit à partir de biomasse (obtenue par sylviculture à courte rotation). L'hydrogène est utilisé dans un véhicule à piles à combustible. À titre de comparaison, on présente des données sur les émissions provenant de l'essence utilisée dans les moteurs à combustion interne des véhicules et celles produites lors de la production d'hydrogène par reformage du méthane à la vapeur.

Tableau S-2 Émissions de gaz à effet de serre sur le cycle de vie complet, conversion de la biomasse en hydrogène, véhicules légers (2003)

	Essence	Hydrogène	Hydrogène
Norme du combustible	113ppm S	CH_2	CH_2
Matières premières	Pétrole brutl	GN100	Charbonl
	Grammes/mille	Grammes/mille	Grammes/mille
Utilisation de véhicules	339,8	0,0	0,3
Distribution du combustible	0,5	8,9	8,9
Entreposage et distribution du combustible	6,3	24,1	24,1
Production de combustible	63,2	189,1	5,7
Transport de matières premières	0,9	8,2	1,8
Production de matières premières et d'engrais	49,7	13,8	-33,6
Fuite de CH_4 et de CO_2 et brûlage	14,2	15,6	0,0
Émissions déplacées par les co-produits	0,0	0,0	0,0
Total partiel (cycle du combustible)	**474,6**	**259,7**	**6,8**
% Changements (cycle du combustible)	2,9	-43,7	-98,5

Montage et transport des véhicules	8,1	9,0	8,9
Materiaux dans les véhicules (y compris l'entreposage) et production/utilisation d'huile de graissage	74,0	80,7	80,7
Total	**556,8**	**349,3**	**96,4**
% Changements pour essence reformulée (total)	-0,0	-37,3	-82,7

TABLE DES MATIÈRES

SOMMAIRE I

1. INTRODUCTION 1

2. DISTRIBUTION ET TRANSPORT DE L'HYDROGÈNE 5

2.1 PIPELINES 5
2.2 HYDROGENE LIQUIDE 5
2.3 HYDROGENE COMPRIME 6

3. PRODUCTION DE CHARBON 8

3.1 ÉNERGIE POUR L'EXTRACTION 9
3.2 ÉMISSIONS DE METHANE 9
3.3 ÉMISSIONS PENDANT LE TRANSPORT 12

4. **DU CHARBON À L'HYDROGÈNE** 13

4.1 TECHNOLOGIE DE PRODUCTION 14
4.2 ÉMISSIONS EN AMONT 16
4.3 CYCLE DE VIE DES EMISSIONS 17

5. PRODUCTION DE BIOMASSE 20

5.1 SYLVICULTURE A COURTE ROTATION 20
5.1.1 Rendement 20
5.1.2 Exigences en matière d'engrais 22
5.1.3 Culture, récolte et énergie reliée au transport 23
5.1.4 Émissions découlant de l'utilisation des sols 24
5.2 DECHETS LIGNEUX 24
5.2.1 Méthodologie 24
5.2.2 Transport 25

6. DE LA BIOMASSE À L'HYDROGÈNE 26

6.1 TECHNOLOGIE DE PRODUCTION 27
6.2 ÉMISSIONS EN AMONT 30
6.3 CYCLE DE VIE DES EMISSIONS 31

7. BIBLIOGRAPHIE 34

Liste des tableaux

TABLEAU S-1 ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE SUR LE CYCLE DE VIE COMPLET, CONVERSION DU CHARBON EN HYDROGÈNE, VÉHICULES LÉGERS (2003) II

TABLEAU ES-2 ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE SUR LE CYCLE DE VIE COMPLET, CONVERSION DE LA BIOMASSE EN HYDROGÈNE, VÉHICULES LÉGERS (2003) III

TABLEAU 2-1 DENSITÉ VOLUMIQUE DE L'HYDROGÈNE 5

TABLEAU 3-1 MINES DE CHARBON AU CANADA 8

TABLEAU 3-2 ESTIMATION DES GES POUR L'EXTRACTION DU CHARBON DANS LES MINES AU CANADA 9

TABLEAU 3-3 TAUX D'ÉMISSION DE MÉTHANE 11

TABLEAU 4-1 SYSTÈMES DE CONVERSION DU CHARBON EN HYDROGÈNE 15

TABLEAU 4-2 AUTRES FACTEURS D'ÉMISSION : SYSTÈMES DE CONVERSION DU CHARBON EN HYDROGÈNE 15

TABLEAU 4-3 ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE REJETÉES LORS DE LA CONVERSION EN HYDROGÈNE (2003) 16

TABLEAU 4-4 ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE SUR LE CYCLE DE VIE COMPLET, CONVERSION DU CHARBON EN HYDROGÈNE, VÉHICULES LÉGERS (2003) 18

TABLEAU 4-5 ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE SUR LE CYCLE DE VIE COMPLET, CONVERSION DU CHARBON EN HYDROGÈNE, VÉHICULES LOURDS (2003) 19

TABLEAU 5-1 DONNÉES SUR LE RENDEMENT D'UNE SYLVICULTURE À COURTE ROTATION 21

TABLEAU 5-2 NOUVELLES DONNÉES PAR DÉFAUT POUR LES RENDEMENTS EN BOIS 22

TABLEAU 5-3 EXIGENCES EN MATIÈRE D'ENGRAIS POUR LE BOIS, INTÉGRÉES AU MODÈLE GHGENIUS 22

TABLEAU 5-4 EXIGENCES EN MATIÈRE D'ENGRAIS POUR LE BOIS, INTÉGÉES AU LOGICIEL BIOCOST 22

TABLEAU 5-5 COMPARAISON DES EXIGENCES EN MATIÈRE D'HERBICIDES 23

TABLEAU 5-6 COMPARAISON DES EXIGENCES EN MATIÈRE D'ÉNERGIE 23

TABLEAU 5-7 HYPOTHÈSES RELATIVES AU TRANSPORT 24

TABLEAU 6-1 MASSE ET ÉNERGIE NÉCESSAIRES À LA PRODUCTION D'HYDROGÈNE À PARTIR DE BIOMASSE 29

TABLEAU 6-2 FACTEURS D'ÉMISSION : GAZÉIFICATION DE LA BIOMASSE 29

TABLEAU 6-3 ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE EN AMONT DU PROCÉDÉ DE PRODUCTION D'HYDROGÈNE À PARTIR DE BIOMASSE, 2003 30

TABLEAU 6-4 ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE EN AMONT DU PROCÉDÉ DE PRODUCTION D'HYDROGÈNE À PARTIR DE BIOMASSE RÉSIDUELLE, 2003 31

TABLEAU 6-5 ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE SUR LE CYCLE DE VIE COMPLET, CONVERSION DE LA BIOMASSE EN HYDROGÈNE, VÉHICULES LÉGERS (2003) 31

TABLEAU 6-6 ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE SUR LE CYCLE DE VIE COMPLET, CONVERSION DE LA BIOMASSE EN HYDROGÈNE, VÉHICULES LOURDS (2003) 33

Liste des figures

FIGURE 3-1 CONTENU ÉNERGÉTIQUE DU CHARBON CANADIEN 8

FIGURE 4-1 SCHÉMA FONCTIONNEL DE LA CONVERSION DU CHARBON EN HYDROGÈNE 13

FIGURE 6-1 CONVERSION DE LA BIOMASSE EN HYDROGÈNE 27

1. INTRODUCTION

Le modèle GHGenius a été élaboré pour Ressources naturelles Canada au cours des quatre dernières années. Le modèle est basé sur la version de 1998 du modèle des émissions et de leur cycle de vie (modèle LEM) du Dr Mark Delucchi. GHGenius peut analyser Émissions de nombreux contaminants associés à la production et à l'utilisation de carburants traditionnels et de carburants de remplacement.

GHGenius peut estimer le cycle de vie des émissions des principaux gaz à effet de serre et des polluants courants par les sources de combustion. Voici les gaz que le modèle permet d'analyser :

- Dioxyde de carbone (CO_2),
- Méthane (CH_4),
- Oxyde nitreux (N_2O),
- Chlorofluorocarbones (CFC-12),
- Hydrofluorocarbones (HFC-134a),
- Équivalent-CO_2 de tous les polluants ci-dessus.
- Monoxyde de carbone (CO),
- Oxydes d'azote (NOx),
- Composés organiques non méthaniques (CONM), pondérés en fonction de leur potentiel à former de l'ozone,
- Dioxyde de soufre (SO_2),
- Matières particulaires totales.

Le modèle peut analyser les émisions de moteurs à combustion interne, utilisant un carburant de remplacement ou un carburant conventionnel, pour les véhicules légers, les camions lourds de classe 8 , les autobus urbains, une combinaison d'autobus et de camions, ainsi que Émissions des véhicules légers électriques alimentés par un accumulateur. Actuellement, le modèle permet d'analyser 79 combinaisons possibles de véhicules et de carburants.

Les procédés de production d'hydrogène que le modèle permet actuellement d'analyser, comprennent les véhicules légers à combustion interne :

- Hydrogène produit par électrolyse ou par reformage du gaz naturel,
- Hydrogène produit par électrolyse ou par reformage du gaz naturel (comprimé ou liquéfié).

Pour les véhicules légers à piles à combustible, les procédés de production d'hydrogène que le modèle peut analyser sont les suivants :

- Électrolyse (gaz, comprimé ou liquéfié),
- Reformage du gaz naturel, du méthanol, de l'éthanol, du gaz de pétrole liquéfié, de l'essence ou des distillats FT (Fisher-Tropsch)
- Craquage thermique de l'eau dans les centrales nucléaires.

Pour les véhicules lourds à moteur à combustion interne, les carburants qui peuvent être analysés sont les suivants :

- Hydrogène produit par électrolyse (gaz, comprimé ou liquéfié),
- Hydrogène produit par reformage du gaz naturel,
- Hythane (mélange de gaz naturel et d'hydrogène obtenu par reformage du gaz naturel).

Pour les applications de piles à carburant pour service intensif, les carburants intégrés que le modèle permet d'analyser sont les suivants :

- Hydrogène produit par électrolyse (gaz, comprimé ou liquéfié),
- Hydrogène produit par reformage du gaz naturel, du méthanol, de l'éthanol, du gaz de pétrole liquéfié, de l'essence et du distillat FT,
- Hydrogène produit par craquage thermique de l'eau dans les centrales nucléaires.

GHGenius peut prédire Émissions pour les années passées, présentes et futures jusqu'en 2050, en utilisant des données historiques ou des corrélations sur les variations des paramètres relatifs à l'énergie et aux procédés avec le temps, qui sont mises en mémoire dans le modèle. Voici les éléments du cycle des carburants intégrés dans le modèle :

- Utilisation des véhicules
  Émissions découlant de l'utilisation de carburant dans un véhicule. Comprennent tous les gaz à effet de serre.
- Distribution du carburant aux points de vente au détail
  Émissions découlant du transfert du carburant, à la station-service, de la citerne aux réservoirs des véhicules. Comprennent les émissions relatives à l'électricité nécessaire au pompage, les émissions fugitives et les déversements.
- Entreposage et distribution du carburant à toutes les étapes
  Émissions découlant de l'entreposage et de la manutention de carburants aux terminaux, aux dépôts de stockage et aux stations-services. Comprennent les émissions pendant l'entreposage, et les émissions relatives à l'électricité nécessaire au pompage, au chauffage et à l'éclairage.
- Production de carburant (comme dans la production à partir de matières premières)
  Émissions directes et indirectes découlant de la conversion des matières premières en carburants vendables. Comprennent les émissions relatives aux procédés, les émissions produites lors de la combustion servant à produire de la chaleur/vapeur industrielles, les émissions relatives à la production d'électricité, Émissions fugitives et Émissions pendant le cycle de vie des produits chimiques utilisés dans les cycles de production de carburant.
- Transport des matières premières
  Émissions directes ou indirectes pendant le transport des matières premières, y compris les émissions lors du pompage et de la compression, les fuites, les émissions fugitives et les émissions lors du transport du point d'origine à l'usine de raffinage. On tient compte de l'importation/l'exportation, des distances et des modes de transport.
- Production et récupération des matières premières
  Émissions directes et indirectes lors de la récupération et du traitement des matières premières, y compris les émissions fugitives lors de l'entreposage, de la manutention et du traitement en amont précédant le transport et l'extraction.
- Fabrication d'engrais
  Émissions directes et indirectes sur le cycle de vie des engrais et des pesticides utilisés pour la production des matières premières, y compris la récupération des matières premières, leur transport et la fabrication des

produits chimiques. Ces émissions ne sont pas comprises si aucun engrais n'est associé à la production du carburant..

- Changements dans l'utilisation des sols et cultures liés aux carburants tirés de la biomasse

  Émissions liées aux changements dans l'utilisation des sols et aux cultures, y compris le N_2O provenant de l'épandage d'engrais, les changements relatifs à la quantité de carbone dans le sol et à la biomasse, les émissions de méthane par les sols et l'énergie utilisée pour la culture des sols.
- Carbone présent dans les carburants et provenant de l'air

  Crédit d'émissions de dioxyde de carbone résultant de l'utilisation d'une source renouvelable de carbone qui utilise le carbone présent dans l'air.
- Fuites et brûlage à la torche de gaz à effet de serre liés à la production de pétrole et de gaz

  Émissions fugitives d'hydrocarbures et émissions de brûlages liées à la production de pétrole et de gaz.
- Émissions déplacées par les co-produits des carburants de remplacement

  Émissions déplacées par les co-produits des différents procédés de production. Le modèle considère un système de plus grande envergure pour déterminer les taux de déplacement par les co-produits des procédés de production utilisant la biomasse.
- Montage et transport de véhicules

  Émissions associées à la fabrication et au transport des véhicules jusqu'aux points de vente, amorties sur la durée de vie des véhicules.
- Matériaux utilisés dans les véhicules

  Émissions découlant de la fabrication des matériaux utilisés dans la fabrication des véhicules, amorties sur la durée de vie des véhicules. Comprennent les émissions lors de la production d'huile de graissage et les pertes par les systèmes de climatisation.

GHGenius utilise principalement des unités de mesure aux États-Uniss. Les résultats donnés dans le présent rapport sont présentés dans les unités soumises par le modèle. Les entrées du modèle stipulées dans le rapport sont données dans les unités requises par le modèle. Là où c'est possible, certaines des entrées sont aussi données en unités métriques.

Ce travail a pour but d'ajouter deux nouveaux procédés de production d'hydrogène, soit à partir du charbon et à partir de la biomasse. Les nouveaux procédés de production sont entièrement intégrés dans GHGenius; pour chaque cycle de carburant, le carburant est utilisé dans des applications peu intenses et intenses faisant appel à des piles à combustible; ainsi les résultats du cycle complet dans les feuilles AC, AD, Coût véhicules légers, Coût véhicules lourds, Sommaire véhicules légers et Sommaire véhicules lourds comprennent les résultats pour les utilisations peu intenses et les utilisations intenses. Les feuilles K et I sont aussi modifiées de façon à inclure les nouveaux cycles de combustible. Toutes les fonctionnalités existantes du modèle sont maintenues.

Ces deux nouveaux procédés de production vont probablement nécessiter de grandes usines. L'hydrogène sera transporté depuis ces usines jusqu'aux endroits où il sera distribué. Les versions précédentes de GHGenius traitaient le transport de l'hydrogène (comprimé ou liquide) comme s'il s'agissait d'un combustible liquide dont le transport n'exigeait que 20 % plus d'énergie. Cela a été changé dans la nouvelle version de GHGenius. Les facteurs d'énergie consommée sont spécifiques et différents pour

l'hydrogène liquide et pour l'hydrogène comprimé. L'utilisateur a maintenant une plus grande flexibilité pour modéliser la distribution de l'hydrogène. On peut maintenant préciser des combinaisons de mode de transport, comme par exemple une combinaison pipeline et camion-citerne. On peut aussi modéliser la production sur place.

La version 2,3 de GHGenius a été élaborée en même temps que le présent rapport.

2. DISTRIBUTION ET TRANSPORT DE L'HYDROGÈNE

L'hydrogène est difficile à transporter à cause de sa faible densité. Aujourd'hui, l'hydrogène est transporté par pipeline à quelques endroits un peu partout au monde. On le liquéfie pour augmenter sa densité et ainsi rendre son transport par camion plus réaliste et plus rentable sur de plus longues distances. Des travaux sont aussi en cours pour augmenter la pression à laquelle l'hydrogène peut être entreposé et transporté, afin d'améliorer la rentabilité de cette option d'approvisionnement. Le poids volumique de l'hydrogène sous différentes formes est donné dans le tableau suivant et est comparé à celui de l'essence :

Tableau 2-1 Poids volumique de l'hydrogène

	Hydrogène comprimé, 5000 lb/po^2	Hydrogène comprimé, 10 000 lb/po^2	Hydrogène liquide	Essence
Poids de 1 m^3	23 kg	40 kg	71 kg	730 kg
Énergie de 1 m^3, en million de BTU	3,09	5,37	9,53	32,12
Énergie de 1 m^3, en gigajoules	2,92	5,07	9,00	30,35

2.1 PIPELINES

Les pipelines peuvent servir au transport de l'hydrogène lorsque les volumes à transporter sont suffisants pour que ce mode de transport soit économique. La version précédente de GHGenius permettait de modéliser le transport de l'hydrogène par pipeline, et l'énergie nécessaire était alors fonction de la distance. La présente version de GHGenius permet de modéliser le transport de l'hydrogène par pipeline, mais aussi par d'autres moyens en parallèle ou en série. L'utilisateur peut maintenant choisir sur la feuille des données à entrer la distance de transport par pipeline et la fraction transportée par pipeline. Il peut aussi choisir simultanément d'autres moyens de transport. On peut maintenant modéliser le transport de l'hydrogène par pipeline depuis l'installation de production jusqu'à un terminal, puis du terminal jusqu'à une station service. Ces données sont maintenant choisies par l'utilisateur sur la feuille des données à entrer, dans les rangées 79 à 89 et dans les colonnes Q et R.

2.2 HYDROGÈNE LIQUIDE

GHGenius a toujours été capable de modéliser la liquéfaction de l'hydrogène et le transport par camion de l'hydrogène liquide. Dans les versions précédentes de GHGenius, on a estimé que l'énergie requise pour le transport de l'hydrogène liquide était de 20 % supérieure à celle requise pour le transport des produits pétroliers légers. Ce facteur de 20 % d'énergie supplémentaire a été appliqué à tous les modes de transport et a été tiré du modèle LEM. Ce facteur était une hypothèse émise par Delucchi. Aujourd'hui, on dispose de certaines données sur le transport de l'hydrogène liquide, qui permettent d'estimer ce facteur de façon plus précise.

Linde (1997) indique qu'ils ont des contenants pour le transport de l'hydrogène liquide d'une capacité de 15 000, 41 000 et 53 000 litres. La capacité du contenant le plus grand est semblable à celle des camions-citernes transportant de l'essence au Canada, tandis que la capacité du contenant de taille moyenne est semblable à celle des camions-citernes

transportant de l'essence aux États-Unis. Le poids de l'hydrogène transporté, c'est-à-dire la charge utile, dans chacun de ces contenants est de 1 000, 2 900 et 3 750 kg respectivement. Dans les cas de l'essence, la charge utile des camions de taille similaire est dix fois plus élevée. Le carburant consommé pour livrer la charge utile au client déplace le poids du camion à l'aller et au retour, et la charge utile à l'aller. Si le poids du camion et de la remorque est de 40 000 kg, alors la charge utile d'hydrogène liquide ne contribue qu'environ 4.5 % à la quantité totale de carburant consommé (3 750/2*40 000 + 3 750); dans le cas de l'essence la charge utile contribue à environ 30 % du carburant consommé (37 500/37 500+2*40 000). La consommation d'énergie pour l'hydrogène est donc 666 % de celle pour l'essence si l'on se base sur le nombre de BTU/tonne-mille.

Amos (1998) donne les détails des coûts d'entreposage et de transport de l'hydrogène. Dans ses hypothèses sur le calcul des coûts de transport, il suppose que 4 082 kg d'hydrogène liquide peuvent être livrés par camion et que la consommation moyenne du camion est de 6 milles au gallon (39,4 L/100 km) pour le voyage aller-retour, qui équivaut à 9 280 BTU/tonne-mille basé sur la distance aller simple que GHGenius utilise. Cette valeur correspond à 475 % de l'énergie utilisée pour le transport de produits pétroliers légers, soit 375 % d'énergie supplémentaire.

Basée sur ces deux exemples, la valeur de l'énergie supplémentaire utilisée dans la version 2.3 de GHGenius est de 400 %. L'énergie requise pour le transport diminue lentement au cours du temps, mais au même rythme que pour les autres carburants. En conséquence, l'énergie totale requise est égale à cinq fois celle pour les produits pétroliers légers. On suppose que tous les camions transportant de l'hydrogène liquide ne seront pas aussi gros que ceux de l'hypothèse d'Amos, et que ses estimations représentent le meilleur cas plutôt que le cas moyen. La même valeur sera utilisée pour le transport de l'hydrogène liquide par train ou par bateau. La valeur de l'énergie requise pour ces deux modes de transport est probablement surestimée, mais très peu d'hydrogène liquide est transporté, aujourd'hui, par train ou par barge, et ces modes de transport ne deviendront probablement pas très importants dans un proche avenir.

Le modèle du mode de transport mixte est totalement souple. Les valeurs par défaut pour l'hydrogène liquide sont les suivantes : 5 % de l'hydrogène est transporté par train sur 400 milles, puis 100 % de l'hydrogène est transporté par camion sur encore 100 milles. Dans ce scénario, 5 % de l'énergie totale utilisée pour le transport est consommée lors du transport ferroviaire et 95 % lors du transport routier. Pour modéliser la production sur place, choisir zéro comme la distance de transport sur la feuille des données en entier plutôt que la valeur indiquée dans la version précédente de GHGenius.

2.3 HYDROGÈNE COMPRIMÉ

Le transport de l'hydrogène comprimé comporte des difficultés semblables mais plus importantes que le transport de l'hydrogène liquide, car la densité est encore plus faible. Linde possède des camions avec citernes en acier pour l'hydrogène comprimé, d'une capacité théorique de 300 kg et des ballons enveloppés de fibre composite d'une capacité théorique de 500 kg. Linde remarque que la capacité effective dépend moins de l'égalisation de pression des citernes du client.

Amos suppose qu'il est possible de transporter 181 kg (400 livres) par camion. Eliasson et coll (2002) indiquent que les camions d'hydrogène comprimé en Europe peuvent transporter environ 320 kg d'hydrogène à la pression de 3000 lb/po^2 (20 MPa) et qu'on peut livrer environ 80 % de cette quantité au consommateur. Grâce aux progrès techniques, ils estiment que ce serait possible de livrer 400 kg à un client.

Les besoins en énergie pour le transport routier calculés par Amos sont 22,6 plus élevés que ceux pour l'hydrogène liquide, soit 210 400 BTU/tonne-mille, ce qui est 108 fois plus que les besoins en énergie pour le transport des produits pétroliers légers. Eliasson a calculé que les besoins en énergie pour le transport de l'hydrogène comprimé étaient 48 fois ceux pour le transport des produits pétroliers légers. Les deux valeurs sont assez proches si on considère les quantités différentes qui sont transportées par chacun.

On suppose que si l'hydrogène est adopté comme carburant et si l'hydrogène comprimé est transporté par camion, des améliorations seront apportées aux citernes qui permettront de transporter 400 kg à la fois. La valeur de l'énergie supplémentaire qui est utilisée pour le modèle est donc 50 fois plus élevée que celle des produits pétroliers. Cette valeur est extrêmement sensible au poids de l'hydrogène qui peut être transporté.

Le modèle est totalement souple en ce qui concerne les modes de transport mixtes. Les valeurs par défaut pour l'hydrogène comprimé sont les suivantes : 100 % de l'hydrogène est transporté par pipeline sur 300 milles (480 km), puis 100 % de l'hydrogène est transporté par camion sur encore 100 milles (160 km). Dans ce scénario 30 % de l'énergie de transport est consommée lors du transport par pipeline et 70 % pendant le transport routier. Pour modéliser la production sur place, choisir zéro comme distance de transport sur la feuille des données à entrer.

3. PRODUCTION DE CHARBON

Les données qui sont dans GHGenius pour Émissions découlant de la production de charbon sont basées sur les données du recensement américain de 1992. Le modèle est structuré de telle façon que Émissions découlant de la production de charbon dans les autres pays sont calculées en fonction des émissions aux États-Uniss. Le facteur d'émission relatif pour le Canada a été fixé à 1,0 dans les versions précédentes du modèle. Une partie de ce travail consiste à revoir les données sur Émissions produite lors de la production de charbon au Canada et à mettre à jour le modèle.

Le Canada possède des réserves de charbon de plus de 8 milliards de tonnes et produit environ 70 millions de tonnes de charbon par année, dont 40 % est du charbon métallurgique exporté en grande partie. Le reste, soit 60%, est du charbon thermique qui est consommé en grande partie à l'intérieur du pays et auquel s'ajoute environ 24 millions de tonnes de charbon importés.

Il y a 20 mines de charbon au Canada et le tableau suivant donne leur emplacement (Association charbonnière au Canada).

Table 3-1 Mines de charbon au Canada

Province	À ciel ouvert	Souterraine	Total
Colombie-Britannique	7	1	8
Alberta	8	--	8
Saskatchewan	3	--	3
Nouveau-Brunswick	1	--	1
Total	19	1	20

Le contenu énergétique du charbon canadien varie selon le dépôt. Le tableau suivant donne les contenus énergétiques typiques (RNCan, 1997). Dans GHGenius, le charbon utilisé pour la production de carburant a un contenu énergétique de 10 061 BTU/lb (23,5 GJ/tonne). Même si le contenu énergétique moyen du charbon à usage domestique est moins élevé, il est probable qu'on utilisera moins de lignite pour la production de combustible que pour la production d'électricité; donc on n'a pas modifié cette valeur pour le Canada.

Figure 3-1 Contenu énergétique du charbon canadien

Type de charbon	Contenu énergétique	Contenu énergétique
Anthracite	27,70 GJ/tonne	11 870 BTU/lb
Bitumineux	27,70 GJ/tonne	11 870 BTU/lb
Sub-bitumineux	18,80 GJ/tonne	8 057 BTU/lb
Lignite	14,40 GJ/tonne	6 170 BTU/lb
Usage domestique moyen	22,20 GJ/tonne	9 515 BTU/lb

La production de charbon comporte trois sources primaires d'émissions, soit l'extraction du charbon, le méthane dégagé au cours de l'extraction et du transport, ainsi que le transport du charbon depuis la mine jusqu'à l'usine de production d'hydrogène. Ces sources seront examinées dans les sections ci-après.

3.1 ÉNERGIE POUR L'EXTRACTION

Deux des sociétés d'extraction de charbon du Canada ont déposé des rapports auprès des Mesures volontaires et Registre (MVR), soit la Fording Coal Limited (1999) et la Luscar Ltd. (plan d'action 2002). La Luscar et la Fording représentent environ 50 % et presque 30% du charbon au Canada, respectivement. Les deux sociétés déclarent leurs émissions de GES en termes d'équivalents de CO_2 par tonne de charbon, et la Fording fournit aussi sa consommation d'énergie par tonne de charbon.

L'énergie utilisée pour l'extraction aux Etats-Unis, estimée à partir des données du recensement de 1992, est de 140 600 BTU/tonne de charbon pour 1992; de petites augmentations d'environ 0,15 % par an ont été prévues dans le modèle. Les estimations d'énergie dans le rapport présenté par la Fording aux MVR sont de 495 000 BTU/tonne, c'est-à-dire 3,5 fois la valeur moyenne aux États-Unis. La consommation d'énergie de la Fording ne correspond pas, malheureusement, aux facteurs d'émissions qu'elle a déclarés. Si on utilisait cette quantité d'énergie, le GHGenius calculerait des émissions de GES plus élevées que celles présentées dans le rapport Fording. Une des explications possibles serait l'utilisation par la Fording d'hydro-électricité en provenance de la C.-B.

La consommation d'énergie aux États-Unis dans le modèle produit des émissions de GES de 14 640 g éq. CO_2/tonne de charbon quand le modèle est réglé pour le Canada. Dans le tableau suivant, on compare cette valeur aux taux d'émission de GES publiés pour la Luscar et la Fording et à une évaluation moyenne pondérée pour le Canada. Cette estimation pondérée est basée sur la production de charbon par la Luscar et la Fording et extrapolée à l'ensemble de l'industrie au Canada. La valeur de 1,71 a été employée dans GHGenius pour la consommation relative par les mines de charbon au Canada et les mines aux États-Unis. Elle est probablement une fonction du rapport mines à ciel ouvert/mines souterraines qui est différent au Canada et aux États-Unis.

Table 3-2 Estimations des GES pour l'extraction du charbon dans les mines au Canada

	g éq. CO_2/tonne	Par rapport aux États-Unis
GHGenius pour la consommation d'énergie aux États-Unis et un mélange de sources d'électricité au Canada	14 620	1,0
Données déclarées par la Luscar aux MVR	18 800	1,28
Données déclarées par la Fording aux MVR	35 545	2,43
Moyenne pondérée pour le Canada	25 075	1,71

3.2 ÉMISSIONS DE MÉTHANE

Certaines émissions de méthane découlent de la production et du transport du charbon. Dans le GHGenius il y a des facteurs d'émissions séparés pour les mines à ciel ouvert et pour les mines souterraines, il y a aussi des facteurs qui tiennent compte du taux de capture et de l'utilisation du méthane. Les données aux États-Uniss de GHGenius sont basées sur les informations établies par *l'US Energy Information Administration*. Le modèle utilise les mêmes facteurs d'émission pour toutes les régions au monde.

La question des émissions de méthane lors de l'extraction et de la manutention du charbon est examinée dans le « *Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories: Reference Manual* » (1996). Un extrait de ce rapport est présenté ci-dessous.

> *Le processus de formation du charbon, appelé communément houillification, produit naturellement du méthane et d'autres sous-produits. La formation de charbon est un processus physico-chimique complexe se produisant sur des millions d'années. Le degré de houillification (défini par le type de charbon) détermine la quantité de méthane produite et, une fois formé, la quantité de méthane emmagasinée dans le charbon dépend de la pression et de la température de la veine de charbon ainsi que d'autres caractéristiques moins bien définies du charbon. Le méthane restera entreposé dans le charbon jusqu'à ce que la pression sur le charbon soit réduite, ce qui se produit lors de l'érosion des couches sus-jacentes ou lors du processus d'extraction du charbon.*
>
> *La quantité de CH_4 produite pendant l'extraction du charbon est principalement fonction du type de charbon, de la profondeur du gisement, du contenu en gaz, des méthodes d'extraction ainsi que d'autres facteurs comme l'humidité. Le type de charbon représente les différentes étapes de la formation du charbon et dépend des variations de pression et de températures dans la veine de charbon au cours du processus d'houillification; les charbons de haute qualité, comme les charbons bitumineux, contiennent plus de CH_4 que les charbons de moindre qualité, comme la lignite. La profondeur est importante parce qu'elle affecte la pression et la température du filon houiller qui, à son tour, détermine la quantité de CH_4 qui est produite pendant la formation du charbon. Si deux filons houillers sont de même qualité, le filon le plus profond contiendra de plus grandes quantités de CH_4, parce que la pression est plus élevée aux grandes profondeurs, toutes autres choses étant égales. En conséquence, les facteurs d'émissions du méthane sont,suppose-t-on, plus faibles pour les mines à ciel ouvert que pour les mines souterraines.*
>
> *Dans la plupart des mines souterraines, le méthane est éliminé par ventilation en faisant passer de grandes quantités d'air à travers la mine et en rejetant cet air (qui contient habituellement 1 % de méthane ou moins) dans l'atmosphère. Dans certaines mines, cependant, des systèmes plus avancés de récupération du méthane peuvent être employés pour venir épauler les systèmes de ventilation et assurer la sécurité dans les mines. Ces systèmes de récupération donnent habituellement un produit plus concentré, renfermant de 35 à 95 % de méthane. Dans certains pays, une partie de ce méthane récupéré est employé comme source d'énergie, alors que dans d'autres, on le rejette dans l'atmosphère. Les innovations technologiques récentes permettent d'augmenter la quantité de méthane de qualité moyenne ou de haute qualité qui peut être récupérée pendant l'extraction du charbon, et d'accroître les options d'utilisation. Ainsi, les émissions de méthane provenant de cette source pourraient être réduites à l'avenir.*
>
> *Dans les mines à ciel ouvert, les surfaces et les fronts de taille exposés, ainsi que les zones de blocaille de charbon créées par les opérations de dynamitage sont les principales sources de méthane. Cependant, comme dans les mines souterraines, Émissions peuvent venir desmorts-terrains (dans des cas limités où ces strates contiennent du gaz), qui sont fissurés pendant le processus d'extraction, et des strates sous-jacentes qui peuvent être fracturées et mises au jour en raison de l'enlèvement desmorts-terrains. Comme les charbons de surface sont généralement demoindre qualité et sont enfouis moins profondément, ils contiennent moins de méthane que les charbons des mines souterraines. Les émissions par tonne de charbon sont donc généralement très inférieures pour les mines à ciel ouvert. Des*

recherches sont en cours aux États-Unis et ailleursen vue de mieux connaître les émissions de CH_4 dans les mines à ciel ouvert (Kirchgessner et coll.), 1993; USGS, 1993).

Une partie du CH_4 émis lors de l'extraction du charbon est produite lors d'activités ultérieures telles que le traitement, le transport et l'utilisation du charbon. Le traitement du charbon comprend la fragmentation, le concassage et le séchage thermique qui le rend propre à la vente. Le méthane est rejeté principalement parce que l'accroissement de la surface du charbon permet la désorption d'une plus grande quantité de CH_4. Le transport du charbon contribue aux émissions de CH_4 parce que le CH_4 se désorbe et est rejeté directement dans l'atmosphère pendant le transit (par exemple dans les wagons de chemin de fer).

Une certaine quantité de méthane se dégage aussi des amas de résidus miniers et des mines abandonnées. Les amas de résidus miniers sont composés de roches et de petites quantités de charbon rejetées lors de la production de charbon commercial.Actuellement, ces émissions ne font l'objet d'aucune mesure. Ces émissions sont faibles, estime-t-on, parce que la plus grande partie du méthane aurait déjà été émise dans la mine et les résidus contiendraient peu de méthane en comparaison du charbon extrait. Les émissions rejetées par les mines abandonnées proviennentpeut-être de puits non scellés et de conduits d'aérationqui auraient été installés pour éviter l'accumulation de méthane. On possède très peu d'informations sur le nombre de mines abandonnées, et aucune donnée n'est disponible actuellementsur les émissions provenant de ces mines. La plus grande partie des informations disponibles indiquent que le taux de rejet diminue très rapidement lorsque les mines souterrainescessent de produire (Williams et Mitchell, 1992; Creedy, 1991) (traduction)

Ni l'une ni l'autre des deux sociétés canadiennes ne déclare des émissions de méthane dans leur rapport présenté aux MVR. Ces émissions sont estimées par Environnement Canada (Environnement Canada, 2002) dans le cadre de l'inventaire national des émissions. Environnement Canada estime les émissions nettes de méthane, c.-à-d. ce qui reste après récupération, utilisation et brûlage à la torche. La valeur donnée par Environnement Canada est établie à partir du moment où le charbon est extrait et est basée sur les estimations du contenu en méthane du charbon provenant de différentes régions au Canada. Le taux moyen d'émission de méthane déterminé à partir des données d'Environnement Canada est de 580 grammes par tonne (527 grammes/Ton) de charbon. Dans l'inventaire des émissions, certaines données indiquent que le taux d'émission dans les mines souterraines de la Colombie-Britannique est 15,75 fois plus élevé que le taux dans une mine à ciel ouvert. Ce taux correspond aux données du modèle. Au Canada, il y a une mine souterraine et 19 mines à ciel ouvert en exploitation, en supposant qu'une mine contribue à 5 % de la production il est alors possible de déterminer le taux d'émission moyen pour les mines souterraines et les mines à ciel ouvert. Les résultats et la comparaison aux données originales du modèle sont donnés dans le tableau suivant.

Table 3-3 Taux d'émission de méthane

Type de mine	Valeur du modèle original	Valeurs révisées
	Pied cube standard/tonne de charbon	Pied cube standard/tonne de charbon
Mines souterraines	510	270
Mines à ciel ouvert	40	17

Pour le Canada, les valeurs sont inférieures à celles du modèle original. La valeur pour le Canada est inférieure du fait que cette valeur est calculée après toutes les réductions, tandis que la valeur aux États-Unis est donnée sans tenir compte de la récupération, de l'utilisation ou du brûlage. On n'a pas vraiment de moyens de réductions des émissions dans les mines à ciel ouvert de sorte que la valeur inférieure peut seulement être expliquée par un contenu en méthane inférieur du charbon canadien.

Le GIEC possède quelques valeurs par défaut pour faire des estimations globales des émissions de méthane lorsqu'on ne dispose pas de données plus détaillées particulières à un pays ou à une mine. Pour les mines souterraines, la plage des facteurs d'émission se situe entre 320 et 800 pieds cubes standard/tonne, et pour les mines à ciel ouvert, cette plage est de 9,5 à 64 pieds cubes standard/tonne. Les valeurs calculées à partir des émissions d'Environnement Canada sont peu élevées ou se situent à la partie inférieure de cette plage, lorsqu'on les compare à ces estimations globales.

Quoique les émissions des mines de charbon au Canada soient plus élevées que celles des mines aux États-Unis compte tenu du processus d'extraction actuel, les émissions de méthane fugitif sont plus basses que celles des mines aux États-Unis du fait que le Canada a une plus grande proportion de mines à ciel ouvert et un charbon de qualité inférieure.

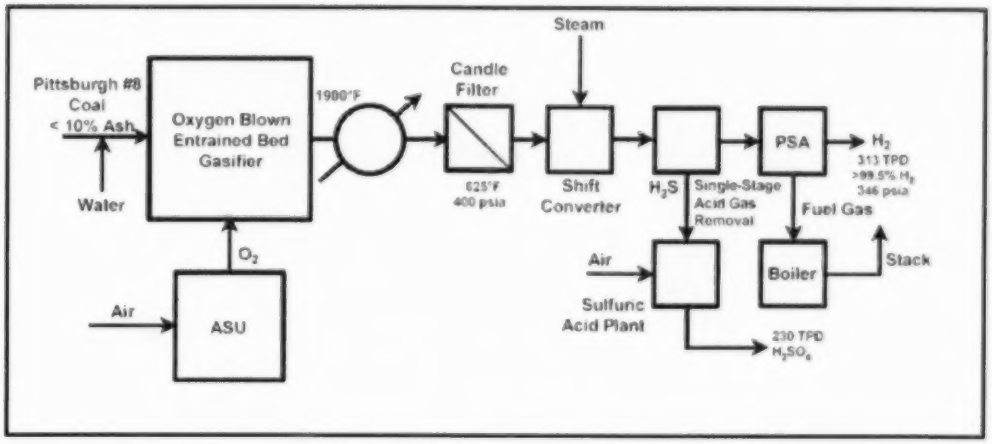
3.3 ÉMISSIONS PENDANT LE TRANSPORT

Les installations de production de la plupart des carburants de remplacement sont habituellement situées près de la source des matières premières. En ce qui concerne l'hydrogène, cette situation n'est peut-être pas idéale étant donné les difficultés rencontrées à transporter de grandes quantités d'hydrogène sur de longues distances. Dans le cas de base du modèle, le charbon est transporté par rail depuis l'Ouest canadien vers différents endroits au pays. On suppose une distance moyenne de 1700 milles. Il n'y a pas de transport supplémentaire par camion. Ces données peuvent être changées sur la feuille des données à entrer dans la colonne E, aux rangées 65 à 75.

4. DU CHARBON À L'HYDROGÈNE

GHGenius permet de modéliserrenferme un certain nombre de procédés de production de l'hydrogène : électrolyse, reformage du méthane à la vapeur, reformage de carburants liquides comme le méthanol, l'éthanol, le GPL, l'essence et les distillats FT. Le concept de la conversion du charbon en hydrogène est semblable à ces autres procédés. D'abord, le charbon est gazéifié pour produire de l'hydrogène, du monoxyde de carbone et du dioxyde de carbone, puis le mélange est passé dans un convertisseur pour produire plus d'hydrogène et de dioxyde de carbone; on procède ensuite à une étape de purification pour concentrer l'hydrogène. Le shéma de cette conversion est montré dans la figure suivante (Département de l'énergie des États-Unis, 2002).

Figure 4-1 Schéma fonctionnel de la conversion du charbon en hydrogène



Coal < 10% Ash = charbon < 10% de cendres
Water = eau
Air = air
O_2 = O_2
Oxygen Blown Entrained Bed Gasifier = Gazogène à lit fluidisé sous courant d'oxygène
ASU (air supply unit) = groupe générateur d'air
Candle filter = filtre à bougies
400 psia = 400 lb/po^2 (abs)
Steam = vapeur
Shift converter = convertisseur
Single Stage Acid Gas Removal = élimination en une étape des gaz acides
Sulfuric acid plant = installation de production d'acide sulfurique
PSA (pressure swing adsorption) = AMP (adsorption modulée en pression)
313 TPD > 99,5% H2 346 psia = 313 tonnes par jour > 99,5% H2 à 346 lb/po^2 (abs)
fuel gas = gaz combustible
boiler = chaudière
Stack = cheminée

4.1 TECHNOLOGIE DE PRODUCTION

Plusieurs concepts différents de production sont vendus ou mis au point. Il y a plusieurs fabricants de gazogènes : Texaco, E-Gas et Shell. Plusieurs concepts différents sont développés pour les étapes de purification du gaz, comprennent certains qui ont un très bon rendement énergétique.

On trouve de la documentation sur deux concepts de production de l'hydrogène qui utilisent une technologie commerciale existante et dont le bilan massique est tout à fait au point. Le premier système utilise un gazogène « quench »de Texaco et procède par nettoyage à froid conventionnel, conversion catalytique et une adsorption modulée en pression sans séquestration de dioxyde de carbone. Ce système a été examiné par le département de l'Énergie des États-Unis comme base de référence pour l'étude des technologies avancées sur membranes (Mitretek, 2002). Le deuxième système a été décrit par Parsons pour le département de l'Énergie des États-Unis (US DOE, 2002), il utilise un gazogène E-Gas et des trains de purification traditionnels. Les caractéristiques de chaque système sont résumées dans le tableau suivant.

Tableau 4-1 Systèmes de conversion du charbon en hydrogène

	Gazogène Texaco	Gazogène E-Gas
Charbon consommé	3000 tonnes par jour	2500 tonnes par jour
Qualité du charbon	12 450 BTU/lb	12 450 BTU/lb
Hydrogène produit	131 MM pi^3 std.	112 MM pi^3 std.
Excédent de puissance produite	20,4 MW	38 MW
Charbon consommé par million BTU d'hydrogène	135,5 lb	132 lb
Excédent d'électricité produite par million BTU d'hydrogène	11 kWh	24 kWh
Efficacité du gaz à froid	59,3%	59,9%
Efficacité totale	63,0 %	64,4%

Comme il existe un plus grand nombre de gazogènes Texaco installés dans le monde, c'est ce système qui servira de modèle. Il faut ajuster la qualité du charbon à celle dans le modèle. Le charbon du modèle a un contenu énergétique de 10 061 BTU/lb, de sorte que le taux d'alimentation a été augmentée de 135,5 livres à 167,7 livres par million de BTU d'hydrogène pour maintenir la même efficacité énergétique que celle dans le tableau ci-dessus.

GHGenius permet déjà de modifier un procédé de conversion du charbon en méthanol. Les facteurs d'émission sur la feuille N pour la conversion du charbon en hydrogène sont les mêmes que ceux pour la conversion en méthanol. À l'origine, ces facteurs proviennent de l'EPA AP-42 et d'autres sources. Les facteurs d'émission sont résumés et comparés à ceux d'une unité de reformage du méthane à la vapeur dans le tableau suivant. Beaucoup d'émissions sont beaucoup plus élevées avec le système au charbon. Ces estimés sont peut-être basés sur des données obtenues dans une ancienne installation au temps où on utilisait les systèmes de gazéification du charbon pour produire le « gaz de ville », avant l'adoption généralisée du gaz naturel. Les nouvelles usines devront respecter les exigences existantes en matière de réduction des émissions et devront avoir des émissions moins élevées des principaux contaminants atmosphériques, plus proches des émissions des systèmes au gaz naturel.

Tableau 4-2 Autres facteurs d'émission : systèmes de conversion du charbon en hydrogène

Dispositif ou procédé	Usines de production d'hydrogène	
Carburant ou matière première	Gaz naturel	Charbon
	Grammes/million BTU consommés	Grammes/million BTU consommés
Aldéhydes (comme HCHO) rejetés	non déterminé	non déterminé
Évaporation ou fuite de combustible	10,0	4,5
Rejet de CONM	0,2	88,2
Évaporation + rejet de CONM	10,2	92,8
Carbone dans l'évaporation + rejet de CONM	7,4	54,6
CONM totaux pondérés pour l'ozone	1,4	58,1
CH_4 (rejet)	0,4	9,3
CO	8,0	7,6

N_2O	0,3	1,4
NOx (NO_2)	20,0	29,4
SOx (SO_2)	0,1	29,4
PM	3,0	5,9
MP10	0,1	4,4
MP2.5	non déterminé	non déterminé

Les systèmes de conversion du charbon en hydrogène seront de grandes installations situées loin de l'endroit de distribution du combustible. Ils seront plus près du point d'utilisation finale, car il est plus efficace de transporter le charbon que l'hydrogène. L'hydrogène sera distribué sous forme liquide, les distances et les modes de transport étant indiqués sur la feuille (rangées 79 à 89, colonnes Q et R), ou par pipelines sous forme comprimée. Les résultats du modèle qui sont présentés ici sont pour l'hydrogène distribué par pipeline sur une distance de 300 milles (480 km), par pipeline et sur une distance de 100 milles (160 km) par camion sous forme gaz comprimée.

4.2 Émissions en amont

Les émissions de gaz à effet de serre aux premiers stades du cycle de conversion du charbon en hydrogène sont présentées dans le tableau qui suit. Les résultats sont pour l'année 2003 et pour l'Ouest et le Centre du Canada; on suppose que les installations de production sont décentralisées. L'origine du charbon est différente pour les deux scénarios : dans le cas du Centre du Canada, deux tiers du charbon est importé des États-Unis et un tiers de l'Ouest canadien (mode de distribution habituel); pour l'Ouest canadien, le charbon provient à 99 % de l'Ouest. Le même mode de distribution du charbon et de l'hydrogène sont utilisés dans les deux scénarios. Les résultats sont comparés à la production d'hydrogène par reformage du méthane à la vapeur.

Il faut plus d'énergie pour produire du charbon au Canada, mais Émissions de méthane du charbon canadien sont inférieures à celles du charbon américain. C'est ce qui explique la plus grande partie des différences d'émissions entre les deux scénarios. Les émissions lors de la production d'hydrogène sont plus élevées que celles produites par le système de reformage du méthane à la vapeur, parce que le système est moins efficace et qu'une quantité donnée de ne produira pas la même quantité d'hydrogène. On suppose que l'électricité produite par le système déplace l'électricité produite à partir d'un système à cycle combiné alimenté au gaz.

Tableau 4-3 Émissions de gaz à effet de serre rejetées en amont lors de la conversion du charbon en hydrogène (2003)

Combustible	CH_2	CH_2	CH_2
Matières premières	Gaz naturel	Charbon	Charbon
		Centre du Canada	Ouest canadien
	Grammes/million de BTU	Grammes/million de BTU	Grammes/million de BTU
Distribution du combustible	3 637	3 637	3 597
Distribution et entreposage du carburant	9 896	9 896	9 889
Production du carburant	77 653	160 764	160 764
Transport des matières	3 384	3 961	3 956

premières			
Récupération des matières premières	5 647	1 479	2 032
Changement d'utilisation des sols, culture	0	0	0
Fabrication d'engrais	0	0	0
Fuites de gaz et brûlage	5 423	3 695	958
CO_2, H_2S extraits du gaz naturel	967	0	0
Émissions déplacées	0	-5 876	-5 875
Total	**106 606**	**177 555**	**175 321**

4.3 CYCLE DE VIE DES ÉMISSIONS

Le cycle de vie complet des émissions de gaz à effet de serre rejetées lors de la production d'hydrogène à partir du charbon dans le Centre du Canada est donné dans le tableau qui suit. L'hydrogène est utilisé dans un véhicule à piles à combustible. À titre de comparaison, on donne les émissions rejetées par les moteurs à combustion interne de véhicules alimentés à l'essence et celles rejetées lors de la production d'hydrogène produit par reformage du méthane à la vapeur.

Tableau 4-4 Émissions de gaz à effet de serre sur le cycle de vie complet, conversion du charbon en hydrogène, véhicules légers (2003)

	Essence	Hydrogène	Hydrogène
Norme du carburant	113 ppm S	CH_2	CH_2
Matières premières	Pétrole brut	Gaz naturel 100	Charbon
	Grammes/mille	Grammes/mille	Grammes/mille
Utilisation de véhicules	339,8	0,0	0,0
Distribution du combustible	0,5	8,9	8,9
Entreposage et distribution du combustible	6,3	24,1	24,1
Production du combustible	63,2	189,1	391,6
Transport des matières premières	0,9	8,2	9,6
Production de matières premières et d' engrais	49,7	13,8	3,6
Fuites de CH_4 et de CO_2, brûlage	14,2	15,6	9,0
Émissions déplacées par des co-produits	0,0	0,0	-14,3
Total partiel (cycle du combustible)	**474,6**	**259,7**	**432,5**
% Changements (cycle du combustible)	2,9	-43,7	-6,3
Montage et transport des véhicules	8,1	8,9	8,9
Matériaux dans les véhicules (y compris l'entreposage) et production et utilisation d'huile de graissage	74,0	80,7	80,7
Total	**556,8**	**349,3**	**522,1**
% Changements à l'essence reformulée (total)	-0,0	-37,3	-6,2

Quoique cela n'ait pas été ajouté au modèle, si l'hydrogène produit à partir du charbon était utilisé dans un moteur à combustion interne au lieu d'une pile à combustible, les émissions de gaz à effet de serre seraient beaucoup plus élevées que celles produites par les véhicules à essence actuellement utilisés.

Les résultats pour les véhicules lourds, comme les autobus, sont donnés dans le tableau qui suit. Dans ce cas, les émissions de gaz à effet de serre sont les mêmes que celles des autobus à moteur diesel. On montre aussi le cas de l'hydrogène produit par reformage du méthane à la vapeur. Il y a trois raisons à cela : d'abord les véhicules à piles à combustible sont comparés à des véhicules diesel plutôt qu'à des véhicules à essence; deuxième, les autobus sont utilisés uniquement en ville où les piles à combustible sont beaucoup plus efficaces que sur la grande route; finalement les émissions découlant de la production de véhicules sont différentes selon qu'il s'agisse de véhicules légers ou de véhicules lourds.

Tableau 4-5 Émissions de gaz à effet de serre sur le cycle de vie complet, conversion du charbon en hydrogène, véhicules lourds (2003)

	Diesel	Hydrogène	Hydrogène
Norme du combustible	500 ppm S	CH_2	CH_2
Matières premières	Pétrole brut	Gaz naturel 100	Charbon
	Grammes/mille	Grammes/mille	Grammes/mille
Utilisation des véhicules	2 134,7	0,2	0,2
Distribution du combustible	3,0	55,0	55,0
Entreposage et distribution du combustible	33,6	149,8	149,8
Production du combustible	160,3	1 175,3	2 433,2
Transport des matières premières	5,2	51,2	60,0
Production de matières premières et d'engrais	295,3	85,5	22,4
Fuites de CH_4 et de CO_2, brûlage	92,8	96,7	55,9
Émissions déplacées par les co-produits	0,0	0,0	-88,9
Total partiel (cycle du combustible)	**2 724,9**	**1 613,7**	**2 687,5**
% Changements (cycle du combustible)	--	-40,8	-1,4
Montage et transport des véhicules	14,6	19,1	19,1
Matériaux des véhicules (y compris l'entreposage) et production et utilisation d'huile de graissage	61,8	90,8	90,8
Total	**2 801,2**	**1 723,6**	**2 797,4**
% Changements (total)	--	-38,5	-0,1

5. PRODUCTION DE BIOMASSE

On suppose que le bois constituera la biomasse qui servira à la production d'hydrogène. D'autres ressources bioénergétiques, comme le gazon ou les résidus agricoles, peuvent également être gazéifiées pour produire de l'hydrogène. On a choisi le bois comme matière première pour le modèle, en raison de l'intérêt accru de la gestion des forêts pour le piégeage du carbone. Le bois de ces forêts peut ultérieurement être récolté et pourrait être utilisé pour la production d'énergie. On peut le cultiver uniquement pour la production d'énergie ou il peut s'agir de déchets résultant d'activités de l'industrie forestière. Le modèle GHGenius a été conçu pour exploiter la sylviculture à courte rotation et, pour ce projet, on a ajouté tout particulièrement la possibilité d'utiliser des déchets.

Les hypothèses formulées à l'égard de la sylviculture à courte rotation ont également fait l'objet d'un examen dans le cadre de ce projet. Les valeurs utilkisées précédemment dans le modèle avaient été déterminées en fonction des conditions présentes aux Etats-Unis, et elles ne pas s'appliquent peut-être pas entièrement au Canada.

5.1 SYLVICULTURE À COURTE ROTATION

La sylviculture à courte rotation comprend la culture d'essences telles que le peuplier et le saule hybrides. Aux États-Unis, les peupliers ont fait l'objet d'études approfondies et, au Canada, on a pris en considération le saule et le peuplier pour l'étude de plantations forestières à courte rotation. L'emplacement et l'utilisation finale prévue influent sur le choix de l'essence la plus appropriée. On a déjà utilisé, et on utilise encore aujourdhui, le peuplier dans certaines applications commerciales de bois à pâte au Canada. Le saule se récolte plus fréquemment et se prête moins bien à des applications de bois à pâte; par contre, il serait idéal pour la culture énergétique.

Il est difficile de convenir d'un seul ensemble de données pouvant servir de données à entrer pour une biomasse forestière à courte rotation, car les exigences relatives à ces données et les productions peuvent varier selon, entre autres, l'emplacement général, l'état du sol et le taux d'humidité. Les données que l'on utilise pour le modèle doivent également être constantes, c'est-à-dire, la modélisation de la production doit concorder avec les données à entrer qui sont utilisées. Le système modélisé doit également être durable.

5.1.1 Rendement

Le rendement en bois d'une plantation forestière à courte rotation influe sur la quantité de carbone stockée dans l'arbre avant sa récolte. D'un autre côté, ce rendement n'influe pas directement sur les exigences en matière d'engrais et d'énergie du modèle, car il s'agit de données d'entrée exprimées en tonnes de biomasse produites. Il existe des différences importantes de rendement en ce qui a trait aux plantations forestières à courte rotation au Canada et aux États-Unis. REAP Canada pour le secteur forestier et les Tables des puits du Processus national sur le changement climatique 1999 renferment un résumé sur le rendement; voir le tableau ci-après. Les données sont toutes tirées de placettes commerciales.

Tableau 5-1 Données sur le rendement d'une sylviculture à courte rotation

Auteur	Emplacement	Âge de la placette	Croissance annuelle
		Années	Tonnes anhydres/ha/an
Peuplier			
Hendry, 1990	Ontario	14	2-3
OMNR, 1983	Ontario	7	2,2-4,6
Zsuffa, 1973	Ontario	12-14	2,4-6,6
Vallee, 1975	Québec	10	3,5-6,9
Perinner, 1999	Québec	15	5,0-6,6
Van Oosten, 1999	Colombie-Britannique	10-12	10-13,2
Riemenschneider, 1999	Wisconsin	9-11	5,4-6,5
DeBell, 1993	Washington	5	8,2-18,8
Saule			
Labrecque, 1998	Québec	3	6,2-11,0
Girouard, 1998	Québec	5	7,5-8,9
Fillhart, 1999	New York	2	5,5-10,0

Le taux d'humidité constitue un des facteurs primaires servant à déterminer le rendement dans le cas du peuplier et du saule. Les taux de croissance des placettes irriguées déterminés par DeBell, dans l'État de Washington, étaient de beaucoup supérieurs aux taux de croissance de placettes non irriguées. Il semble raisonnable d'anticiper des rendements différents selon l'emplacement au Canada, mais le modèle GHGenius peut modéliser seulement trois régions canadiennes, une à l'ouest, une au centre et une à l'est. Dans chacune de ces régions, on peut s'attendre à des variances importantes concernant les rendements prévus, mais les différences qui existent entre les régions sont sans doute plus petites.

Le département de l'Énergie des États-Unis a conçu un logiciel appelé Biocost (Walsh, 1996) qui permet d'estimer le coût lié à la production de cultures bioénergétiques, comme le panic raide et le peuplier. REAP Canada (Girouard, 1999), conjointement avec le département de l'Énergie des États-Unis, a également conçu une version canadienne de ce logiciel, en vue de modéliser les cultures de panics raides et de peupliers au Canada. Aux État-Unis, on établit le rendement par défaut du peuplier à 5 tonnes/acre/an (11,23 tonnes/ha/an). La valeur par défaut utilisée au Canada pour le saule est de 9 tonnes/ha/an (4 tonnes/acre/an).

Pour le modèle, on a utilisé les données suivantes : production de 4,45 tonnes/acre/an pour l'année 1995 et facteur d'amélioration annuel de 1,36 %. On s'est servi de la même valeur de rendement pour toutes les régions au Canada et aux État-Unis, et une valeur de 10 % inférieure pour le Mexique. En se basant sur ces renseignements, on a modifié les valeurs par défaut du modèle; elles sont indiquées dans le tableau ci-après. Le facteur d'amélioration annuel a été modifié de manière notable, puisqu'il ne semble y avoir ni tendance apparente dans les données ni efforts importants de recherche dans le but d'améliorer le rendement. Pour le Mexique, on utilise une valeur estimative reposant sur un taux d'humidité inférieur.

Tableau 5-2 Nouvelles données par défaut pour les rendements en bois

	États-Unis	Canada	Mexique
Rendement	5,0 tonnes/acre/an	4,0 tonnes/acre/an	3,5 tonnes/acre/an
Taux de croissance	0,1 %	0,1 %	0,1 %
Année de référence	1996	1996	1996

5.1.2 Exigences en matière d'engrais

En ce qui concerne le modèle GHGenius, la quantité d'engrais est exprimée en livres d'engrais par tonne de bois produite. Les exigences sont identiques pour toutes les régions du modèle, bien que les rendements puissent être différents. Les valeurs du modèle sont indiquées dans le tableau suivant. Elles sont relativement basses et reposent sur des données énoncées lors de l'atelier d'examen des données organisé par ceux qui avaient élaboré le logiciel Biocost, tenu au Oak Ridge National Laboratory en 1997.

Tableau 5-3 Exigences en matière d'engrais pour le bois, intégrées au modèle GHGenius

	N (lb)	P_2O_5 (lb)	K_2O (lb)	Chaux (lb)
Peuplier hybride (par tonne de bois)	2,0	1,6	1,1	41,3

REAP Canada (1999) s'est référé à Biocost pour les exigences en matière d'engrais, dans le but de déterminer les effets de la sylviculture à courte rotation. Dans le tableau suivant, on compare les valeurs recommandées tirées des versions canadiennes et américaines de Biocost. Le programme Biocost fournit une estimation exprimée en livres par acre; on a converti cette estimation en livres par tonne en utilisant les données de rendement par défaut dans les modèles. Les États-Unis utilisent un cycle de sept ans pour le peuplier (États des Grands Lacs) et le Canada, un cycle de quatre ans pour le saule.

Tableau 5-4 Exigences en matière d'engrais pour le bois, intégées au logiciel Biocost

	Biocost (États-Unis)		Biocost (Canada)	
	lb/acre/cycle	lb/tonne	lb/acre/cycle	lb/tonne
Azote	270	7,71	178	11,1
Phosphore	20	0,57	42	2,61
Potassium	35	1,0	131	8,2
Chaux	0,0	0,0	0,0	0,0

La version américaine de Biocost présente de légères différences en ce qui concerne les exigences en matière d'engrais pour les sept différentes régions traitées par le modèle; par contre on note clairement certaines différences entre les deux versions de Biocost et les données originales de GHGenius. Cette situation est quelque peu surprenante, étant donné la contribution des mêmes personnes à l'élaboration de ces trois modèles et l'utilisation d'ensembles de donnés communs. La différence ayant trait au besoin en azote entre GHGenius et Biocost semble découler d'une mauvaise compréhension de la fréquence d'utilisation d'engrais au cours du cycle de sept ans. Dans les documents de Biocost, à certains endroits on parle d'une exigence bisannuelle et ailleurs d'une exigence s'appliquant sur le cycle complet. Selon le logiciel, il s'agit clairement d'une exigence bisannuelle

commençant au cours de la deuxième année. Les variations qui existent entre les deux versions de Biocost découlent d'une approche différente à l'égard des données (Girouard, 2003). La *version canadienne est plus prudente et correspond à une situation moyenne*, tandis que la version américaine réflète davantage les résultats qui seraient obtenus dans le meilleur des cas et qui ne pouraient peut-être pas être reproduits à long terme.

On a modifié cette version de GHGenius, afin de pouvoir utiliser, pour tous les engrais, des taux d'applications différents pour le Canada, les États-Unis et le Mexique. On utilise les valeurs par défaut tirées des valeurs susmentionnées de Biocost (Canada) et de Biocost (État-Unis). Les valeurs pour le Mexique se situent entre celles du Canada et celles des États-Unis. L'utilisateur peut modifier ces valeurs aux lignes 95 à 137 et aux colonnes B à J de la feuille de données à entrer.

Dans les deux versions de Biocost, les exigences relatives aux applications d'herbicides sont semblables. On applique d'abord un herbicide à très large spectre, comme du *Round Up*, avant de labourer, puis on procède à deux applications d'un produit permettant de détruire les mauvaises herbes. Il y a, dans le rendement et le cycle de récolte, des différences qui influent sur le taux d'application d'herbicides par tonne de produits obtenu. Dans le tableau ci-après, on compare les exigences en matière d'herbicides des deux modèles Biocost et du modèle GHGenius.

Tableau 5-5 Comparaison des exigences en matière d'herbicides

	Herbicides/acre/cycle	Livres d'herbicides par tonne de bois
Biocost (États-Unis)	3,0	0,086
Biocost (Canada)	2,4	0,15
GHGenius	-	0,10

La valeur de GHGenius se situe entre les valeurs des deux versions de Biocost. On n'a pas modifié les valeurs par défaut.

5.1.3 Culture, récolte et énergie reliée au transport

Il faut réaliser un nombre de labours mécaniques au cours des procédés de culture et de récolte. Pour détruire les mauvaises herbes, on prépare les sites en effectuant un labourage puis en passant deux fois des disques pendant la première année et en procédant à des labours mécaniques les années suivantes. Pour récolter le peuplier, on doit l'abattre, le débusquer et le déchiqueter sur place. On transporte ensuite le bois au site où il sera converti en énergie. On récolte le saule en utilisant une abatteuse-tronçonneuse personnalisée et en déchiquetant les arbres au fur et à mesure qu'ils sont récoltés. Même si les deux techniques sont différentes, les exigences en matière d'énergie sont fort semblables. Dans le tableau suivant, on compare les résultats des deux versions de Biocost aux valeurs par défaut de GHGenius. On n'a pas modifié les valeurs par défaut de GHGenius.

Tableau 5-6 Comparaison des exigences en matière d'énergie

	Combustible/acre/cycle	Combustible, gallons US par tonne de bois
Biocost (État-Unis)	76,27 (gallons US)	2,18
Biocost (Canada)	33,72 (gallons US)	2,10
GHGenius	-	2,20

On calcule l'énergie nécessaire pour déplacer le bois de la placette au site de conversion, en fonction du mode de transport et de la distance à parcourir. L'utilisateur indique ces valeurs sur la feuille des données à entrer. Dans le tableau ci-après, on résume les valeurs par défaut.

Tableau 5-7 Hypothèses relatives au transport

Mode de transport	Distance moyenne parcourue (milles)	Tonnes expédiées/tonnes produites
Train	150	0,00
Eaux canadiennes	100	0,00
Eaux internationales	0	0,00
Pipeline, tramway, transporteur	0	0,00
Camion	50	1,00

5.1.4 Émissions découlant de l'utilisation des sols

GHGenius calcule les changements de biomasse aérienne et les changements de réserves de carbone du sol à partir de la différence entre la quantité de bois récoltée et ce qu'on aurait pu cultiver sur ces sols. Les changements de teneur en carbone de ce système sont amortis sur la période de la plantation (valeur par défaut de 15 ans) et on applique ensuite un facteur d'actualisation (valeur par défaut de 2 %) afin d'ajuster les résultats de la durabilité prévue du changement. On n'a pas modifié cette méthode ou les valeurs par défaut de GHGenius. L'utilisateur peut modifier les valeurs de la cellule B159 de la feuille W et de la cellule B35 de la feuille B.

5.2 DÉCHETS LIGNEUX

Au Canada et aux États-Unis, on peut trouver, dans un certain nombre de régions, des quantités considérables de déchets ligneux qu'il est possible de convertir en énergie. Il s'agit surtout de résidus de scieries ou d'usines de pâte, ou encore de résidus forestiers laissés dans les forêts ou brûlés au site d'exploitation forestière avant la reforestation.

L'utilisation de ces déchets comme matières premières pour produire de l'énergie n'exigerait pas plus d'herbicide ou d'engrais. D'un autre côté, il ne serait également pas possible de tirer avantage de tout changement survenant dans le carbone aérien ou souterrain pouvant résulter de l'exploitation d'une culture énergétique spécifique. On a apporté plusieurs changements au modèle afin de faciliter la modélisation de ce scénario.

5.2.1 Méthodologie

On a ajouté une cellule d'entrée (B111) à la feuille de données à entrer dans la section V. Si l'utilisateur souhaite modéliser des déchets ligneux, il doit indiquer 0 dans cette cellule, car la valeur par défaut est 1. On élimine ainsi toutes les émissions liées aux changements du carbone de la biomasse ou du carbone dans le sol.

Il pourrait arriver qu'un utilisateur modélise des résidus forestiers et souhaite ajouter un peu d'engrais pour remplacer les substances nutritives éliminées avec les résidus forestiers. Dans ce cas, on doit modifier les données sur les exigences en matière d'engrais indiquées

aux lignes 98, 130, 133 et 134 de la feuille de données en entrer. S'il s'agit de la modélisation de résidus d'une usine de pâte, alors l'utilisateur doit indiquer 0 à la rubrique des exigences en matière d'engrais.

On doit indiquer de manière appropriée, pour les déchets ligneux, les entrées relatives à l'énergie et à la puissance (ligne 107 de la feuille de données à entrer. On peut mettre 0 pour les résidus d'usines à pâte, ou on peut indiquer la quantité d'énergie nécessaire pour le déchiquetage de résidus forestiers, s'il s'agit de la source de déchets ligneux à modéliser.

5.2.2 Transport

Les exigences en matière de transport des déchets ligneux pourraient être 0 si le produit est consommé là où il est produit. Il pourrait aussi y avoir des exigences relative au transport si beaucoup d'usines expédient leurs déchets à un site principal ou si les résidus forestiers sont transportés au site de conversion en énergie. On doit indiquer les valeurs appropriées aux lignes 65 à 75 de la colonne H de la feuille de données à entrer.

6. DE LA BIOMASSE À L'HYDROGÈNE

Le procédé de production d'hydrogène à partir de biomasse est essentiellement identique au procédé de production d'hydrogène à partir du charbon. Premièrement, la biomasse est gazéifiée, le gaz est traité pour augmenter la teneur en hydrogène, puis l'hydrogène est purifié. Le gaz de synthèse produit à la suite de la gazéification de la biomasse peut renfermer un certain nombre de contaminants, dont des matières particulaires, des goudrons et des composés soufrés et chlorés. Le gaz de synthèse peut également renfermer des quantités importantes de méthane, qui doivent être reformées en gaz de synthèse, selon la composition des matières premières et le type de gazogène utilisé.

Dans un récent rapport préparé en 2002 par la société E^2S pour le compte du département de l'Énergie des États-Unis, on précise avoir mis à l'essai les technologies de gazéification de la biomasse pour examiner la production de combustibles, de produits chimiques et d'hydrogène. En ce qui concerne l'hydrogène, on conclut qu'il serait préférable que le gaz présente un rapport élevé hydrogène/monoxyde de carbone, de faibles niveaux d'hydrocarbures, une teneur élevée en azote, une teneur élevée en eau et une température de sortie de 100 °C à 200 °C. Dans le rapport, on comparait les caractéristiques d'exploitation d'un grand nombre de gazogènes; les gazogènes à lit fluidisé bouillonnant présentent un avantage comparativement aux autres types de gazogènes, en ce qui concerne la production de combustibles, de produits chimiques et d'hydrogène. Voici les conclusions du rapport et les raisons énoncées.

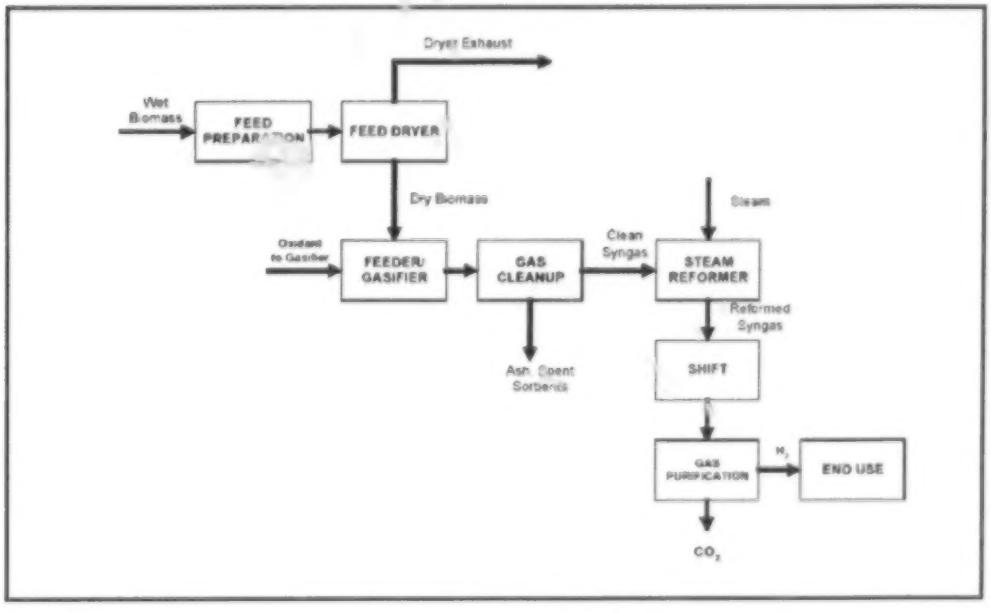
> *La gazéification de la biomassen sur lit fluidisé bouillonnant directement chauffé constitue, et de loin, parmi les technologies considérées, celle qui a été le plus largement démontrée. On l'a mise en œuvre dans toutes sortes de conditions (température, pression et débit), en utilisant une variété de biomasses. Pour les applications visant la production de combustibles, de produits chimiques et d'hydrogène, il est préférable que la gazéification se fasse à haute température, comme c'est le cas pour la gazéification du charbon. À des températures au-dessus de 1 200 °C à 1 300°C, il y a peu sinon aucune production de méthane, il y a formation d'hydrocarbures plus lourds ou de goudrons, et la production de H_2 et de CO est optimisée sans autres étapes de conversion. On exploite le gazogène de biomasse à lit fluidisé bouillonnant Tampella à des températures de l'ordre de 950 °C, ce qui est bien en deça de la plage susmentionnée. On a utilisé plusieurs gazogènes à lit fluidisé bouillonnant à des pressions élevées qui seraient utilisées pour la synthèse de combustibles et de produits chimiques (> 20 bar). Il est avantageux, pour ces applications, de faire fonctionner le gazogène à une pression supérieure à celle du réacteur de synthèse, afin d'éviter d'avoir recours à un procédé coûteux de compression des gaz, entre les deux étapes. Toutefois, cette dépense est quelque peu contrecarrée par la nécessité d'un équipement plus complexe de manutention de la biomasse solide, situé en amont du gazogène. Il peut être nécessaire de réduire la taille des particules lorsqu'on utilise la plupart des gazogènes à lit fluidisé bouillonnant;t il faudrait probablement faire sécher la biomasse pour augmenter les températures d'exploitation.*
>
> *On a utiisé des gazogènes à lit fluidisé bouillonnant avec un mélange de matières premières, d'air, d'oxygène et de vapeur. La dilution du gaz de synthèse avec de l'azote nuit tout particulièrement au procédé de synthèse, et on doit normalement prévoir la présence d'une installation de production d'oxygène. On peut varier les quantités relatives d'oxygène et de vapeur dans le but de régler le rapport H_2/CO du gaz de synthèse, pour qu'il corresponde aux exigences de synthèse. En ce qui a trait à la production d'hydrogène, il est souhaitable d'optimiser la production de H2 par*

rapport au CO dans le gazogène, en favorisant la conversion catalytique. Le reformage à la vapeur ou l'oxydation partielle du méthane et des hydrocarbures complexes présents dans le gaz de synthèse est nécessaire si l'on souhaite produire uniquement des combustibles ou des produits chimiques. Étant dopnné le rapport H_2/CO nécessaire pour la synthèse du méthanol, il y a de fortes chances qu'il faille utiliser un convertisseur ou effectuer une étape de séparation. Toutefois, pour ce qui est de la synthèse des distillats FT, on peut utiliser un catalyseur à base de fer pour régler le rapport dans le réacteur FT. S'il en résulte des rapports H_2/CO plus élevés, alors la production élevée de CO_2 dans des gazogènes à lit fluidisé bouillonnant n'est pas souhaitable. À l'exception du craquage des goudrons, qu'il serait nécessaire d'effectuer s'il était impossible d'atteindre des températures plus élevées, la purification des gaz serait minime pour les applications de synthèse. Les gazogènes à lit fluidisé bouillonnant constituent sans doute la dépense en immobilisations la moins coûteuse parmi les technologies de gazéification de biomasse. Il existe suffisamment d'information pour mener des études de définitions de ces systèmes. Il semble donc que les gazogènes à lit fluidisé bouillonnant présentent actuellement un avantage pour produire des combustibles, des produits chimiques et de l'hydrogène.

6.1 TECHNOLOGIE DE PRODUCTION

Le gazogène à lit fluidisé bouillonnant conçu par le Gas Technology Institute, anciennement l'Institute of Gas Technology (IGT), est un exemple de ce genre de gazogène. Le schéma fonctionnel ci-après illustre la technologie de production d'hydrogène à partir de biomasse. L'efficacité de cette technologie de gazéification a été démontrée au taux 11 tonnes par jour et permettait de produire un gaz de synthèse destiné à être brûler. Cette technologie n'a pas encore fait ses preuves pour la production d'hydrogène.

Figure 6-1 Conversion de la biomasse en hydrogène



Wet Biomass – Biomasse humide

FEED PREPARATION – PRÉPARATION DES MATIÈRES PREMIÈRES

FEED DRYER – SÉCHAGE DES MATIÈRES PREMIÈRES

Dryer Exhaust – Rejet du procédé de séchage

Dry Biomass – Biomasse sèche

Oxidant to Gasifier – Alimentation du gazogène en comburant

FEEDER/GASIFIER – DISPOSITIF D'ALIMENTATION/GAZOGÈNE

GAS CLEANUP – ÉPURATION DU GAZ

Clean Syngas – Gaz de synthèse épuré

Steam – Vapeur

STEAM REFORMER – REFORMAGE À LA VAPEUR

Reformed Syngas – Gaz de synthèse reformé

SHIFT – Conversion

GAS PURIFICATION – PURIFICATION DU GAZ

END USE – UTILISATION FINALE

Cette techologie n'a pas été véritablement démontrée, mais de nombreuses études techno-économiques ont été menées sur la production d'hydrogène à partir de biomasse (Spath, et coll., 2000, Lau, et coll., 2002, Hamelinck, et coll., 2001). On pourrait concevoir plusieurs configurations pour les systèmes de conversion de la biomasse en hydrogène. La plupart produisent de l'hydrogène et un peu d'électricité, et le rapport des deux produits peut varier selon les configurations. Pour ce qui est de la modélisation de base, on se référera aux travaux de Hamelinck, car, parmi toutes les études, ses travaux publiés sont les plus complets en ce qui concerne le bilan de masse et le bilan d'énergie. Parmi les cinq configurations du procédé de conversion de la biomasse en hydrogène qui ont été étudiées, trois faisaient appel à un gazogène IGT et une servait à optimiser la production d'hydrogène. Les entrées et les sorties nécessaires pour ce procédé sont précisées dans le tableau suivant. Les exigences en matière d'électricité sont les exigences nettes après avoir pris en considération la production d'électricité à la fin du procédé et les demandes totales en électricité du procédé. Dans ce cas-ci, le taux d'humidité du bois nécessaire à l'entrée doit être inférieur à 30 %. L'efficacité thermique est d'environ 60 %, ce qui est comparable au pourcentage indiqué dans plusieurs études.

Tableau 6-1 Masse et énergie nécessaires à la production d'hydrogène à partir de biomasse

	Usine	Entrées du modèle
Hydrogène produit	259 MW_{th}	1 million de BTU
Biomasse	430 MW_{th}	198,9 lb
Électricité requise	1 MW	1,13 kWh

Aucun des rapports identifiés renfermant des données sur le bilan de masse et le bilan d'énergie du procédé de production d'hydrogène à partir de biomasse ne renferme des renseignements sur les émissions globales produites par les systèmes de gazéification. Deux rapports traitant de la gazéification de la biomasse pour produire de l'électricité contenaient de l'information sur les émissions. Dans le tableau ci-après, on compare les résultats de ces deux rapports (Mann et Spath, 1997, et EREN du département de l'Énergie des États-Unis) à ceux du document AP-42 sur la combustion du bois. On y indique également les valeurs choisies pour le modèle, lesquelles ont été retenues en fonction des autres valeurs du tableau, en plus de prendre en considération les valeurs pour les chaudières alimentées au bois.

Tableau 6-2 Facteurs d'émission : gazéification de la biomasse

	Mann	EREN	AP-42	GHGenius
	Grammes/millions de BTU	Grammes/millions de BTU	Grammes/millions de BTU	Grammes/millions de BTU
Rejets d'aldéhydes (HCHO)			2,4	0,5
Évaporation ou fuite de combustible				0,0
Rejet de CONM	150	10,0	6	10,0
Rejet de CH_4	0,08		9,5	2,0
CO	0,25	21,8	270	50
N_20			6	4
NOx (NO_2)	140	68,2	100-225	75
SOx (SO_2)	74	85,6	11	valeur calculée
MP	1,1			
MP10			18-227	25
MP2,5			16-195	25

Ces nouveaux facteurs pour le GHGenius ont été utilisés pour les procédés de production de méthanol à partir du bois. Antérieurement, les facteurs d'émission pour ce procédé de production de combustibles étaient identiques à ceux utilisés pour le procédé de production d'éthanol à partir du bois. Par contre, ces deux procédés sont sensiblement différents et ces facteurs représenteraient davantage le procédé de production de méthanol à partir de bois. Ces facteurs ne sont qu'une estimation et ne reposent nullement sur des données d'essais. On pourrait toutefois les mettre à jour si des données devenaient disponibles.

6.2 Émissions en amont

On présente les émissions en amont pour la conversion de biomasse en hydrogène, pour deux scénarios : production de biomasse par sylviculture à courte rotation et utilisation des résidus d'usines de pâte comme matières premières. Les usines produisent de l'hydrogène comprimé et utilisent les valeurs par défaut du modèle, c'est-à-dire transport en pipeline sur 300 milles, puis transport par camion sur 100 milles, depuis le production jusqu'au site de distribution.

En ce qui a trait à la sylviculture à courte rotation, on suppose que 15 % du bois provient de terrains forestiers conventionnels, 70 % de terres agricoles nues et 15 % de terres agricoles existantes. Dans le tableau suivant, on compare les émissions en amont et les émissions du reformage du méthane à la vapeur. Les valeurs des émissions nettes sont voisines le zéro, en raison des changements des teneurs en carbone du sol et de la biomasse, résultant des pratiques forestières.

Tableau 6-3 Émissions de gaz à effet de serre en amont du procédé de production d'hydrogène à partir de biomasse, 2003

Combustible	CH_2	CH_2
Matières premières	Gaz naturel	Sylviculture à courte rotation
	Grammes/millions de BTU	Grammes/millions de BTU
Distribution du combustible	3 637	3 637
Distribution et entreposage du combustible	9 896	9 896
Production du combustible	77 653	2 333
Transport des matières premières	3 384	722
Récupération des matières premières	5 647	4 361
Changement d'utilisation des sols, culture	0	-21 462
Fabrication d'engrais	0	3 294
Fuites de gaz et brûlage	5 423	0
CO_2 et H_2S extraits du gaz naturel	967	0
Émissions déplacées	0	0
Total	106 606	2 780

Dans le tableau suivant, on indique les résultats lorsque des résidus de bois sont utilisés plutôt que des arbres cultivés à cet effet. Il n'y a aucune exigence en matière d'engrais, mais on suppose qu'on devra néanmoins transporter le bois en camion depuis plusieurs sites jusqu'au site principal de production d'hydrogène. Dans ce cas, les émissions sont plus élevées, car il n'y a aucune fixation du gaz carbonique attribuable à la production de biomasse. Les émissions sont cependant très faibles comparativement à celles produites lors du reformage du méthane à la vapeur.

Tableau 6-4 Émissions de gaz à effet de serre en amont du procédé de production d'hydrogène à partir de biomasse résiduelle, 2003

Combustible	CH_2	CH_2
Matières premières	Gaz naturel	Résidus de bois
	Grammes/millions de BTU	Grammes/millions de BTU
Distribution du combustible	3 637	3 637
Distribution et entreposage du combustible	9 896	9 896
Production du combustible	77 653	2 333
Transport des matières premières	3 384	722
Récupération matières premières	5 647	0
Changement d'utilisation des sols, culture	0	116
Fabrication d'engrais	0	0
Fuites de gaz, brûlage	5 423	0
CO_2 et H_2S extraits du gaz naturel	967	0
Émissions déplacées	0	0
Total	**106 606**	**16 704**

6.3 Cycle de vie des émissions

Dans le tableau ci-après, on indique, pour le Centre du Canada, le cycle de vie complet des émissions de gaz à effet de serre découlant de la production d'hydrogène produit à partir de biomasse. L'hydrogène est utilisé dans un véhicule à piles à combustible. À titre de comparaison, on présente des données sur les émissions provenant de l'essence utilisée dans les moteurs à combustion interne des véhicules et celles produites lors de la production d'hydrogène par reformage du méthane à la vapeur.

Tableau 6-5 Émissions de gaz à effet de serre sur le cycle de vie complet, conversion de la biomasse en hydrogène, véhicules légers (2003)

	Essence	Hydrogène	Hydrogène
Norme du combustible	113 ppm S	CH_2	CH_2
Matières premières	Pétrole brut	Gaz naturel100	Sylviculture à courte rotation
	Grammes/mille	Grammes/mille	Grammes/mille
Utilisation de véhicules	339.8	0.0	0.03
Distribution du combustible	0.5	8.9	8.9
Distribution et entreposage du combustible	6.3	24.1	24.1
Production du combustible	63.2	189.1	5.7
Transport des matières premières	0.9	8.2	1.8
Production des matières premières et des engrais	49.7	13.8	-33.6
Fuites de CH_4 et de CO_2, brûlage	14.2	15.6	0.0
Émissions déplacées par des co-	0.0	0.0	0.0

produits			
Total partiel (cycle du combustible)	**474,6**	**259,7**	**6,8**
% Changements (cycle du combustible)	2,9	-43,7	-98,5
Montage et transport des véhicules	8,1	9,0	8,9
Matériaux dans les véhicules (y compris l'entreposage), production et utilisation d'huile de graissage	74,0	80,7	80,7
Total	**556,8**	**349,3**	**96,4**
% Changements à l'essence reformulée (total)	-0,0	-37,3	-82,7

Les résultats pour les véhicules lourds, comme les autobus, sont donnés dans le tableau suivant, y compris la production d'hydrogène par reformage du méthane à la vapeur.

Tableau 6-6 Émissions de gaz à effet de serre sur le cycle de vie complet, conversion de la biomasse en hydrogène, véhicules lourds (2003)

	Diesel	Hydrogène	Hydrogène
Norme du combustible	500 ppm S	CH_2	CH_2
Matières premières	Pétrole brut	Gaz naturel 100	Sylviculture à courte rotation
	Grammes/mille	Grammes/mille	Grammes/mille
Utilisation de véhicules	2 134,7	0,2	0,2
Distribution du combustible	3,0	55,0	55,0
Distribution et entreposage du combustible	33,6	149,8	149,8
Production du combustible	160,3	1 175,3	35,3
Transport des matières premières	5,2	51,2	10,9
Production des matières premières et des engrais	295,3	85,5	-209,0
Fuites de CH_4 et de CO_2, brûlage	92,8	96,7	0,0
Émissions déplacées par des co-produits	0,0	0,0	0,0
Total partiel (cycle du combustible)	**2 724,9**	**1 613,7**	**42,3**
% Changements (cycle du combustible)	--	-40,8	-98,4
Montage et transport des véhicules	14,6	19,1	19,1
Matériaux dans les véhicules (y compris l'entreposage), production et utilisation de l'huile de graissage	61,8	90,8	90,8
Total	**2 801,2**	**1 723,6**	**152,2**
% Changements (total)	--	-38,5	-94,6

7. BIBLIOGRAPHIE

Amos, W. A. 1998. Costs of Storing and Transporting Hydrogen. National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-570-25106, novembre 1998.

Coal Association of Canada. 2003. Coal Stats. http://www.coal.ca/coalincan.htm

E^2S. 2002. Benchmarking Biomass Gasification Technologies for Fuels, Chemicals and Hydrogen Production. Prepared for OD Department of Energy, National Energy Technology Laboratory, J.P. Ciferno, J.J. Marno, juin 2002.

Eliasson, B., Bossel, U. 2002. The Future of the Hydrogen Economy: Bright or Bleak? Presented at Fuel Cell world, Lucerne, Switzerland, juillet 2002.

Environnement Canada. 2002. Inventaire canadien des gaz à effet de serre 1990-2000. Division des gaz à effet de serre. Environnement Canada. www.ec.gc.ca/pdb/ghg

Fording Coal Limited. 2001. 1999 Report to the Voluntary Challenge and Registry Inc. http://www.vcr-mvr.ca/challenge/registry/out/C0657-FORDINGCOAL-PDF.PDF

Girouard, P., Walsh, M.E., Becker, D.A. 1999. Biocost-Canada: A New Tool to Evaluate the Economic, Energy and Carbon Budgets of Perennial Energy Crops. Présenté à la quatrième Biomass Conference of the Americas, du 29 août au 2 septembre, Oakland, Californie, 1999.

Girouard, P. 2003. Private Communication, juin 2003.

Hamelinck, C.N., Faaij, A.P.C. 2001. Future Prospects for Production of Methanol and Hydrogen from Biomass. Universteit Utrecht, septembre 2001. NWS-E-2001-49. ISBN 90-73958-84-9.

Lau, F. S., Zabransky, R., Bowen, D.A., Kinoshita, C.M., Turn, S.Q., Hughes, E.E. 2002. Techno-Economic Analysis of Hydrogen Production by Gasification of Biomass. Proceedings of the 2002 US DOE Hydrogen Program Review. NREL/CP-610-32405.

Linde. 1997. Reports on Science and Technology. Hydrogen –a Clean Energy Carrier. N° 58, 1997. ISSN 0942-5268.

Luscar Ltd. 2002. Action Plan 2002. http://www.vcr-mvr.ca/challenge/registry/out/C0683-LUSCAR-02-PDF.PDF

Mann, M., Spath P. 1997. Life Cycle Assessment of a Biomass Gasification Combined-Cycle Power System. NREL. http://www.eere.energy.gov/biopower/bplib/library/life_cycleall.pdf

Mitretek Systems. 2002. Hydrogen from Coal. Prepared for US DOE NETL, juillet 2002. Numéro de contrat DE-AM26-99FT40465.

REAP. 1999. The Implications of Growing Short-Rotation Tree Species for Carbon Sequestration in Canada. Prepared for The Joint Forest Sector Table/Sinks Table, avril, 1999.

RNCan. 1997. Perspectives énergétiques du Canada 1996-2020, avril 1997.

Spath, P.L., Lane, J.M., Mann, M. K., Amos, W. A. 2000. Update of Hydrogen from Biomass-Determination of the Delivered Cost of Hydrogen. Milestone Report for the US Department of Energy's Hydrogen Program, avril 2000.

US DOE. 2002. Hydrogen Production Facilities Plant Performance and Cost Comparisons. Parsons Infrastructure and Technology Group Inc.

US DOE. Energy Efficiency and Renewable Energy Biopower Program. Gasification-Based Biomass. http://www.eere.energy.gov/biopower/bplib/library/gasificationbased.pdf

Walsh, M.E., Becker, D. 1996. Biocost: A Software Program to Estimate the Cost of Producing Bioenergy Crops. Proceedings, Bioenergy '96 –The Seventh National Bioenergy Conference: Partnerships to develop and Apply Biomass Technologies, du 15 au 20 septembre 1996, Nashville, Tennessee.